



TUGAS AKHIR – RF 141501

IDENTIFIKASI PERSEBARAN LITOLOGI RESERVOIR MENGGUNAKAN ANALISIS MULTI-ATRIBUT SEISMIK PADA LAPANGAN STRATTON, TEXAS SELATAN

NATHASYA ABIGAIL

NRP. 3713100055

DOSEN PEMBIMBING:

WIEN LESTARI, ST., MT.

NIP. 19811002 201212 2003

FIRMAN SYAIFUDDIN, S.Si., M. T.

NIP. 19840911 201404 1001

DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA

FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN

INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER

SURABAYA 2017



TUGAS AKHIR – RF 141501

IDENTIFIKASI PERSEBARAN LITOLOGI RESERVOIR MENGGUNAKAN ANALISIS MULTI-ATRIBUT SEISMIC PADA LAPANGAN STRATTON, TEXAS SELATAN

NATHASYA ABIGAIL

NRP. 3713100055

DOSEN PEMBIMBING:

WIEN LESTARI, ST., MT.

NIP. 19811002 201212 2003

FIRMAN SYAIFUDDIN, S.Si., M. T.

NIP. 19840911 201404 1001

DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA

FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN

INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER

SURABAYA 2017

LEMBAR PENGESAHAN

Laporan Tugas Akhir

IDENTIFIKASI PERSEBARAN LITOLOGI RESERVOIR MENGUNAKAN ANALISIS MULTI-ATRIBUT SEISMIK PADA LAPANGAN X STRATTON, TEXAS SELATAN

Nathasya Abigail
NRP. 3713100055

Diajukan oleh :

(



Disetujui oleh :

(



Wien Lestari, S.T., M.T.
NIP. 19811002 201212 2003

Firman Syaifuddin A
NIP. 19840911 201404 1001

(



Surabaya, 6 Juni 2017

Mengetahui,

Ketua Laboratorium Petrofisika
Departemen Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya



Wien Lestari, ST. MT
NIP 19811002 201212 2003

Halaman ini sengaja dikosongkan


PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul **“Identifikasi Persebaran Litologi Reservoir Menggunakan Analisis Multi-Atribut Seismik pada Lapangan X Stratton, Texas Selatan”** adalah benar benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 6 Juni 2017



Nathasya Abigail

NRP. 3713100055

Halaman ini sengaja dikosongkan

IDENTIFIKASI PERSEBARAN LITOLOGI RESERVOIR MENGGUNAKAN ANALISIS MULTI-ATRIBUT SEISMIK PADA LAPANGAN X STRATTON, TEXAS SELATAN

Nama Mahasiswa : Nathasya Abigail
NRP : 3713100055
Jurusan : Teknik Geofisika FTSP-ITS
Dosen Pembimbing : Wien Lestari, ST., MT.
NIP. 19811002 201212 2003
Firman Syaifuddin, S.Si., M. T.
NIP. 19840911 201404 1001

ABSTRAK

Telah dilakukan penelitian interpretasi multi-atribut seismik di lapangan Stratton, Texas Selatan yang bertujuan untuk mengidentifikasi persebaran litologi reservoir di lapangan tersebut. Penelitian ini menggunakan data seismik *post-stack* 3D Lapangan Stratton di Texas Selatan, Amerika Serikat dan data sumur berupa log densitas, P-wave dan Gamma Ray. Data seismik dan data sumur yang ada diikat melalui kegiatan *well-seismic tie* kemudian dianalisis pada formasi *Upper Frio* dan *Middle Frio* menggunakan analisis multi-atribut. Korelasi multi-atribut yang diperoleh sebesar 0.286187. Atribut-atribut yang ada kemudian digunakan dalam pengolahan *Probabilistic Neural Network* (PNN) hingga didapati nilai korelasi sebesar 0.669705. Dari volume PNN tersebut dibuat peta *slice* yang dapat menyajikan persebaran litologi zona target dimana nilai korelasi peta pada formasi Upper Frio bernilai 0.600798 dan nilai korelasi peta pada formasi Middle Frio bernilai 0.939401. Dari kedua target yang dianalisis dapat diketahui bahwa keduanya memiliki persebaran litologi didominasi batuan pasir.

Kata kunci. Analisis multi-atribut, persebaran litologi, lapangan Stratton.

Halaman ini sengaja dikosongkan

IDENTIFICATION OF RESERVOIR LITHOLOGY USING SEISMIC MULTI-ATTRIBUTE IN STRATTON FIELD, SOUTH TEXAS

Student Name : Nathasya Abigail
Student ID Number : 3713100055
Department : Geophysical Engineering FTSP-ITS
Supervisor : Wien Lestari, ST., MT.
NIP. 19811002 201212 2003
Firman Syaifuddin, S.Si., M. T.
NIP. 19890612 220150 1003

ABSTRACT

A research about interpretation of seismic multi-attribute in Stratton Field, South Texas has been done. This research aims to identify a distribution of reservoir lithology in that field. It uses seismic data which is post-stack 3D Stratton Field data in South Texas, USA and log data such as density log, P-wave log, and Gamma Ray log. Both seismic and well data are tied by well-seismic tie before being analyzed at Upper and Middle Frio formation using multi-attribute seismic analysis. The research derives 0.286187 multi-attribute correlation and the attributes then being used in Probabilistic Neural Network (PNN) processing until derive 0.669705 PNN correlation. PNN volume then being used to make slice map which will show a distribution of lithology at the target zone. The correlation of Upper Frio slice map is 0.600798, while the correlation of the Middle Frio one is 0.939401. Both Upper and Middle Frio map show that they have a distribution of lithology with sandstone-dominated.

Keywords. Multi-attribute analysis, distribution of lithology, Stratton field.

This page is intentionally left blank

KATA PENGANTAR

Puji Syukur ke hadirat Tuhan Yang Maha Esa karena dengan rahmat dan penyertaan-Nya tugas akhir yang berjudul “Identifikasi Persebaran Litologi Reservoir Menggunakan Analisis Multi-Atribut Seismik pada Lapangan Stratton, Texas Selatan” ini dapat terselesaikan dengan baik. Penulis juga menyampaikan rasa terima kasih kepada:

1. Papa, Mama, Nathania, dan Nathanael untuk dukungan, semangat, dan doa yang senantiasa menjadi kekuatan bagi penulis dalam menyelesaikan skripsi.
2. Bapak Dr. Widya Utama, DEA selaku ketua jurusan Departemen Teknik Geofisika FTSP – ITS yang selalu mendorong penulis untuk menjadi pribadi yang unggul.
3. Ibu Wien Lestari, S.T.,M.T. dan Bapak Firman Syaifuddin S.Si., M. T. selaku dosen pembimbing yang dengan sabar mengarahkan dan membimbing penulis.
4. Maulana Fania untuk semangat dan kedewasaan yang memotivasi. Dimas Pradana, Fakhriar Naufaldi, M. Arif Budiman, dan Fuad Aulia Bahri untuk menjadi sahabat sekaligus saudara yang selalu ada dalam suka dan duka.
5. Fikrizan Andradit dan Albert Leonardo untuk selalu saling menguatkan. Paul Chemistra untuk waktu dan pengertian.
6. Farid H., Nizar D., Anggi A., M. Fikri, N.M.Zain, Adib B., Nur Rochman dan teman-teman angkatan TG02 untuk perhatian serta kekeluargaan sejak awal kuliah.
7. Teman-teman pengurus HMTG ITS, SEG ITS SC, dan HMGI untuk kekeluargaan dan kekompakan.
8. Seluruh teman-teman Teknik Geofisika ITS.

Dalam penyusunan skripsi ini penulis menyadari masih banyaknya kekurangan karena keterbatasan penulis. Oleh sebab itu, penulis mengharapkan adanya kritik dan saran yang membangun guna kemajuan penulis di masa depan.

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	iii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	v
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	ix
KATA PENGANTAR	xi
DAFTAR ISI	xiii
DAFTAR GAMBAR	xv
DAFTAR TABEL	xviii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Maksud dan Tujuan.....	2
1.4 Manfaat	2
BAB II DASAR TEORI	3
2.1 Eksplorasi Seismik	3
2.2 Interpretasi Data Seismik	4
2.3 Wavelet	4
2.4 Persamaan Faust.....	7
2.5 Well Tie	8
2.6 Seismik Multi-atribut	8
2.7 Geologi Regional Texas Selatan	16
2.8 Geologi Regional Lapangan Stratton	18
BAB III METODOLOGI DAN PENGOLAHAN DATA.....	23

3.1	Skema Kerja.....	23
3.2	Persiapan Data.....	25
3.2.1	Data Seismik	25
3.2.2	Data Sumur.....	26
3.3	Pengolahan Data	33
3.3.1	Well-Seismic Tie	33
3.3.2	Analisis Sensitivitas	34
3.3.3	Analisis Single-Attribute	45
3.3.4	Analisis Multi-Atribut	56
3.3.5	Probabilistic Neural Network	65
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		71
4.1	Hasil Analisis Sensitivitas	71
4.2	Prediksi Properti Litologi	82
4.3	Identifikasi Persebaran Litologi	86
4.4	Interpretasi Geologi.....	88
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		93
5.1	Kesimpulan	93
5.2	Saran	93
DAFTAR PUSTAKA.....		95
LAMPIRAN		97
BIODATA PENULIS.....		107

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Wavelet <i>Zero Phase Normal Polarity</i>	6
Gambar 2.2 Wavelet <i>Zero Phase Reverse Polarity</i>	6
Gambar 2.3 Wavelet <i>Minimum Phase Normal Polarity</i>	7
Gambar 2.4 Wavelet <i>Minimum Phase Reverse Polarity</i>	7
Gambar 2.5 Bagian Batuan	11
Gambar 2.6 Nilai Densitas pada Batuan Sedimen	13
Gambar 2.7 Hubungan Densitas dengan Saturasi Air	13
Gambar 2.8 Hubungan Densitas dengan Porositas	14
Gambar 2.9 Teknik Validasi Silang	16
Gambar 2.10 Sistem Pengendapan Geologi	17
Gambar 2.11 Pengendapan di Texas Selatan	18
Gambar 2.12 Lokasi Formasi F-4 pada Daerah Texas Selatan	19
Gambar 2.13 Formasi Frio Lapangan Stratton	20
Gambar 2.14 Kolom Startigrafi Waktu Basin Gulf Coast	21
Gambar 2.15 Pengendapan di Texas Selatan	22
Gambar 3.1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir	25
Gambar 3.2 Data Seismik Stratton yang digunakan	26
Gambar 3.3 <i>Base Map</i> Lapangan Stratton	27
Gambar 3.4 Well Top pada Sumur "Well_10"	28
Gambar 3.5 Import Data <i>Checkshot</i>	29
Gambar 3.6 Import Data Pwave	30
Gambar 3.7 Koreksi Checkshot	31
Gambar 3.8 Persamaan Faust	32

Gambar 3.9 Koreksi Faust	33
Gambar 3.10 Penampang Seismik yang telah Dimasukkan Sumur “Well_10”	34
Gambar 3.11 Crossplot P-impedance vs Density pada Well 7	36
Gambar 3.12 Crossplot P-impedance vs P-wave pada Well 7	36
Gambar 3.13 Crossplot P-wave vs Density pada Well 7	37
Gambar 3.14 Crossplot P-impedance vs Gamma Ray pada Well 7	37
Gambar 3.15 Crossplot P-impedance vs Density pada Well 9	38
Gambar 3.16 Crossplot P-impedance vs P-wave pada Well 9	38
Gambar 3.17 Crossplot P-wave vs Density pada Well 9	39
Gambar 3.18 Crossplot P-impedance vs Gamma Ray pada Well 9	39
Gambar 3.19 Crossplot P-impedance vs Density pada Well 10	40
Gambar 3.20 Crossplot P-impedance vs P-wave pada Well 10	40
Gambar 3.21 Crossplot P-wave vs Density pada Well 10	41
Gambar 3.22 Crossplot P-impedance vs Gamma Ray pada Well 10	41
Gambar 3.23 Crossplot P-impedance vs Density pada Well 15	42
Gambar 3.24 Crossplot P-impedance vs P-wave pada Well 15	42
Gambar 3.25 Crossplot P-wave vs Density pada Well 15	43
Gambar 3.26 Crossplot P-impedance vs Gamma Ray pada Well 15	43
Gambar 3.27 Crossplot P-impedance vs Density pada Well 18	44
Gambar 3.28 Crossplot P-impedance vs P-wave pada Well 18	44
Gambar 3.29 Crossplot P-wave vs Density pada Well 18	45
Gambar 3.30 Crossplot P-impedance vs Gamma Ray pada Well 18	45
Gambar 3.31 Pseudo-litologi Well 7, 9, 10, 15, 18	46
Gambar 3.32 Korelasi Atribut Konsisten dengan Semua Sumur	56
Gambar 3.33 Analisis Transformasi Multi-Atribut Seismik Well 7	57

Gambar 3.34 Korelasi Properti Terprediksi dengan Properti Asli Well 7	58
Gambar 3.35 Analisis Transformasi Multi-Atribut Seismik Well 9	59
Gambar 3.36 Korelasi Properti Terprediksi dengan Properti Asli Well 9	59
Gambar 3.37 Analisis Transformasi Multi-Atribut Seismik Well 10	60
Gambar 3.38 Korelasi Properti Terprediksi dengan Properti Asli Well 10	61
Gambar 3.39 Analisis Transformasi Multi-Atribut Seismik Well 15	62
Gambar 3.40 Korelasi Properti Terprediksi dengan Properti Asli Well 15	62
Gambar 3.41 Analisis Transformasi Multi-Atribut Seismik Well 18	63
Gambar 3.42 Korelasi Properti Terprediksi dengan Properti Asli Well 18	64
Gambar 3.43 Analisis Transformasi Multi-Atribut Semua Sumur	64
Gambar 3.44 Nilai Error Rata-Rata Tiap Sumur	65
Gambar 3.45 Korelasi Properti Terprediksi dengan Properti Asli Semua Sumur ..	65
Gambar 3.46 <i>Training</i> Probabilistic Neural Network	66
Gambar 3.47 Hasil Validasi Probabilistic Neural Network	67
Gambar 3.48 Korelasi Properti Terprediksi dengan Properti Asli PNN Semua Sumur	67
Gambar 3.49 Peta Korelasi Data Sumur dengan Data Seismik Formasi Upper Frio	68
Gambar 3.50 Crossplot Data Sumur dengan Data Seismik Formasi Upper Frio	69
Gambar 3.51 Peta Korelasi Data Sumur dengan Data Seismik Formasi Middle Frio	70
Gambar 3.52 Crossplot Data Sumur dengan Data Seismik Formasi Middle Frio ...	71
Gambar 4.1 Crossplot pada Well 7	73
Gambar 4.2 Crossplot pada Well 9	75
Gambar 4.3 Nilai Densitas Batuan	76
Gambar 4.4 Crossplot pada Well 10	78
Gambar 4.5 Crossplot pada Well 15	80

Gambar 4.6 Crossplot pada Well 18	82
Gambar 4.7 Hasil Multi-Atribut	86
Gambar 4.8 Hasil PNN	87
Gambar 4.9 Peta Pseudo-litologi Log pada Horizon2 + 80 ms	88
Gambar 4.10 Peta Pseudo-litologi Log pada HorizonYes + 130 ms	89
Gambar 4.11 Tampilan Log pada Well 10 Horizon2 + 80 ms	90
Gambar 4.11 Tampilan Log pada Well 10 HorizonYes + 130 ms	91
Gambar 4.12 Respons Gamma Ray terhadap Pengendapan	91

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Nilai Densitas Batuan	11
Tabel 3.2 Log Tiap Sumur	27
Tabel 3.3 Perbandingan Nilai Korelasi Wavelet Ricker dan Statistik	34
Tabel 3.4 Macam-macam Atribut	46
Tabel 3.5 Korelasi Atribut dengan Pseudo-litologi log Well 7	47
Tabel 3.6 Korelasi Atribut dengan Pseudo-litologi log Well 9	48
Tabel 3.7 Korelasi Atribut dengan Pseudo-litologi log Well 10	49
Tabel 3.8 Korelasi Atribut dengan Pseudo-litologi log Well 15	50
Tabel 3.9 Korelasi Atribut dengan Pseudo-litologi log Well 18	51
Tabel 3.10 Korelasi 24 Macam Atribut dengan Semua Sumur	52
Tabel 3.11 Konsistensi Atribut	53
Tabel 3.12 Nilai Korelasi Atribut Konsisten	54

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Metode seismik merupakan salah satu metode dalam kegiatan eksplorasi geofisika yang digunakan untuk mengetahui stratigrafi suatu daerah, struktur geologi, patahan, lipatan, kedalaman *bedrock*, kedalaman *water table* dan untuk mengetahui kualitas batu pada suatu lapisan karena data seismik mengandung informasi mengenai karakteristik batuan. Metode seismik menyediakan informasi yang rinci mengenai lapisan bawah permukaan bumi menggunakan gelombang seismik. Pada penelitian kali ini penulis memanfaatkan metode seismik untuk mengetahui lapisan bawah permukaan bumi dan sebaran litologinya.

Salah satu metode seismik yang dapat digunakan dalam mengidentifikasi persebaran litologi reservoir ialah Analisis Multi-atribut. Analisis multi-atribut seismik adalah analisis data seismik untuk mengidentifikasi sifat reservoir berdasarkan data masukan (input) lebih dari satu atribut seismik. Dengan metode analisis multi-atribut maka dapat diidentifikasi karakteristik batuan. Dengan diketahui karakteristik tersebut maka dapat diketahui dan dipetakan letak persebarannya di bawah permukaan. Metode multi-atribut merupakan metode analisis data seismik yang dapat menghasilkan resolusi tinggi sehingga memudahkan kegiatan interpretasi data seismik, misalnya dalam mengidentifikasi persebaran litologi reservoir di bawah permukaan. Metode ini dapat memudahkan kegiatan identifikasi reservoir karena ditandai dengan adanya “bright spot”. Metode analisis multi-atribut ini biasanya digunakan pada data data seismik 3D. Oleh sebab itu, penelitian ini mengintegrasikan data sumur dengan data seismik 3D serta menerapkan metode multi-atribut untuk dapat mengidentifikasi persebaran litologi reservoir pada lapangan Stratton, di Texas Selatan, khususnya Formasi Frio Atas (*Upper Frio*) dan Frio Tengah (*Middle Frio*).

1.2 Rumusan Masalah

Permasalahan pada studi ini adalah bagaimana memetakan persebaran litologi reservoir pada Formasi Frio Atas dan Frio Tengah lapangan Stratton, Texas Selatan menggunakan metode analisis multi-atribut.

Batasan masalah pada penelitian ini antara lain:

1. Zona target yang diteliti pada studi ini adalah formasi *Upper Frio* dan *Middle Frio* lapangan Stratton, Texas Selatan.
2. Metode yang digunakan ialah Analisis multi-atribut.
3. Data log yang digunakan antara lain data log densitas, log porositas, log resistivitas, dan log gamma ray. Data seismik yang digunakan ialah data seismik *post-stack* 3D.
4. Kajian utama pada studi ini adalah untuk memetakan dan mengidentifikasi persebaran reservoir pada zona target yaitu Formasi Frio Atas dan Frio Tengah dengan menggunakan analisis multi-atribut.

1.3 Maksud dan Tujuan

Maksud dari penyusunan Tugas Akhir ini adalah untuk memenuhi persyaratan penyelesaian program pendidikan sarjana teknik strata satu di Departemen Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Sedangkan tujuan dilaksanakannya penelitian ini adalah untuk mengidentifikasi persebaran litologi reservoir secara jelas menggunakan integrasi data seismik dan data log pada formasi Frio Atas dan Frio Tengah lapangan Stratton, Texas Selatan dengan analisis multi-atribut seismik.

1.4 Manfaat

Manfaat yang diperoleh dari penyusunan Tugas Akhir ini adalah dapat memahami dan menguasai metode interpretasi data seismik dan analisis multi-atribut seismik pada lapangan Stratton, Texas Selatan.

BAB II

DASAR TEORI

2.1 Eksplorasi Seismik

Eksplorasi geofisika merupakan salah satu cabang geofisika yang mengukur sifat-sifat fisik bawah permukaan bumi dengan menggunakan berbagai metode pada permukaan bumi. Tujuan dari kegiatan eksplorasi geofisika ialah untuk mengetahui kandungan bawah permukaan bumi, memetakan struktur bawah permukaan bumi, serta untuk mengetahui distribusi batuan di bumi. Metode yang digunakan dalam kegiatan eksplorasi geofisika antara lain metode seismik, magnetik, elektrik, elektromagnetik, dan metode gravitasi. Metode-metode tersebut digunakan untuk mendeteksi keberadaan mineral, fosil, ataupun hidrokarbon yang terendap di bawah permukaan bumi.

Metode seismik merupakan salah satu metode yang dapat digunakan dalam kegiatan eksplorasi geofisika. Metode ini digunakan untuk mengetahui situs-situs geologi, stratigrafi suatu daerah, struktur geologi secara umum, patahan, lipatan, kedalaman *bedrock*, kedalaman *water table* dan untuk mengetahui kualitas batu pada suatu lapisan. Metode seismik menyediakan informasi yang rinci mengenai lapisan bawah permukaan bumi dan sifat-sifat geokimia menggunakan gelombang seismik. Konsep dari metode seismik ialah memanfaatkan penjalaran gelombang berdasarkan sifat elastisitas medium. Bila suatu gelombang diberikan di permukaan bumi, maka gelombang seismik akan dijalarkan ke dalam bumi ke segala arah karena bumi bersifat elastis. Gelombang tersebut ada yang dipantulkan dan ada pula yang dibiaskan (diteruskan ke permukaan bumi). Saat gelombang diterima oleh *receiver* (geophone) dan direkam oleh seismogram, maka akan diperoleh waktu tempuh gelombang dan jarak antara geophone dengan sumber sehingga dapat diketahui struktur geologi bawah permukaan berdasar kecepatannya. Dalam metode seismik, sumber seismik menjadi kontrol untuk menghasilkan citra bawah permukaan bumi. Sementara gelombang

seismik menjadi getaran atau sinyal yang menyebar dalam medium berbentuk padat maupun cair. Sumber energi seismik menghasilkan dua tipe gelombang, yaitu gelombang badan (*body wave*) dimana energi bergerak ke segala arah dan gelombang permukaan (*surface wave*) dimana energi bergerak di sepanjang permukaan atau di dekat permukaan.

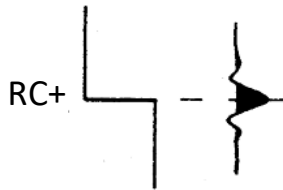
2.2 Interpretasi Data Seismik

Metode seismik memiliki tiga tahapan utama dalam kegiatan eksplorasi geofisika. Tahap pertama ialah akuisisi data seismik dimana pada tahap ini dilakukan pengambilan data di lapangan. Setelah diperoleh data dari lapangan, maka data tersebut diolah sehingga masuk ke tahap kedua dalam eksplorasi, yaitu tahap pemrosesan data seismik. Setelah diolah, data tersebut siap untuk diinterpretasi dan dianalisis lebih jauh. Kemudian masuk ke tahap interpretasi data seismik yang merupakan tahap terakhir. Pada tahap ini dilakukan analisis data seismik. Kegiatan interpretasi seismik dilakukan dengan menggunakan *software*. Pada tahap ini dapat diketahui dan dianalisa mengenai kondisi bawah permukaan, kandungan lapisan bawah permukaan, karakterisasi reservoir, serta sebaran karakterisasi batuan bawah permukaan untuk mengetahui potensi kandungan hidrokarbon. Interpretasi data seismik juga merupakan suatu ekstraksi data geologi suatu bawah permukaan dari data seismik. Perlu ditinjau dari kondisi geologi daerah sekitar penelitian dalam menginterpretasi data seismik, seperti pemahaman akan formasi daerah tersebut.

2.3 Wavelet

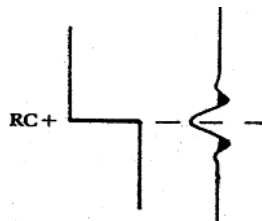
Perubahan bentuk gelombang pada data seismik diakibatkan oleh adanya perubahan karakteristik batuan seperti densitas dan kecepatan. Litologi batuan daerah setempat membatasi perubahan karakteristik batuan dan menentukan besar energi wavelet yang terefleksi ke permukaan. Wavelet seismik merupakan penghubung antara trace data seismik dengan geologi koefisien refleksi yang akan

diinterpretasi, memiliki nilai amplitude, waktu, frekuensi, panjang gelombang, dan fasa. Wavelet sendiri terdiri dari beberapa macam fase seperti fase nol, fase minimum, fase maksimum, dan fase campuran dan yang paling sering digunakan adalah *zero phase* dan *minimum phase*. Wavelet fase nol memiliki waktu tunda nol, wavelet fase minimum memiliki waktu tunda lebih kecil dari energi, dan wavelet fase maksimum memiliki waktu tunda lebih besar dari energi. Dengan menggunakan wavelet *zero phase*, maka dapat meningkatkan akurasi interpretasi geologi bawah permukaan, misalnya lapisan pasir dan lempung. Hal ini dikarenakan sinyal *zero phase* memiliki amplitude yang lebih besar daripada sinyal *minimum phase*. Polaritas pada *zero phase* terdiri dari polaritas normal dan polaritas *reverse*. Berikut merupakan gambar *zero phase* dengan polaritas normal:



Gambar 2.1 Wavelet *Zero Phase Normal Polarity*

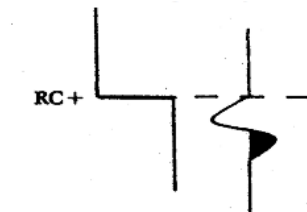
Wavelet di atas merupakan wavelet *zero phase* dengan polaritas normal. Dalam hal ini koefisien refleksi (R_c) berada tepat di tengah *peak* (puncak). Sementara gambar wavelet *zero phase* dengan polaritas *reverse* adalah sebagai berikut:



Gambar 2.2 Wavelet *Zero Phase Reverse Polarity*

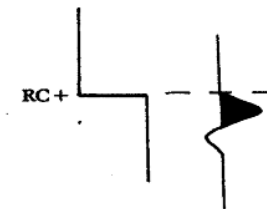
Dimana pada polaritas ini koefisien refleksi berada pada tengah *trough* (lembah).

Sementara sinyal *minimum phase* memiliki energi yang terkonsentrasi pada bagian depan dan berasosiasi dengan sumber yang dapat meledak. Polaritas pada *minimum phase* juga terdiri dari polaritas normal dan polaritas *reverse*. Penentuan tipe polaritas dibutuhkan dalam menginterpretasi kondisi geologi suatu respon seismik. Bila tidak diketahui polaritas suatu sinyal, maka dapat digunakan data log R dan data horizon gamping, *basement*, maupun kontak air dan gas. Berikut merupakan gambar *minimum phase* dengan polaritas normal:



Gambar 2.3 Wavelet *Minimum Phase Normal Polarity*

Dimana pada polaritas ini koefisien refleksi berada pada ujung sebelum *peak* (puncak). Kemudian berikut merupakan gambar wavelet *minimum phase* dengan polaritas *reverse*:



Gambar 2.4 Wavelet *Minimum Phase Reverse Polarity*

Dimana pada polaritas ini koefisien refleksi berada pada ujung sebelum *trough* (lembah).

2.4 Persamaan Faust

Persamaan Faust dapat digunakan guna mengubah log resistivitas menjadi log sonic (DT) yang diperlukan dalam pengolahan *well-seismic tie*. Persamaan Faust sendiri berisi demikian:

$$Vp = a (d \cdot R)^b$$

Dimana Vp atau *Pwave* merupakan kecepatan gelombang P, a merupakan konstanta bernilai 1948, d merupakan *depth* atau kedalaman dalam satuan feet (ft), R merupakan nilai resistivitas dalam satuan ohm feet, dan b merupakan nilai $1/6$ atau 0.67. Log sonic sendiri diperoleh setelah diketahui nilai kecepatan dimana rumus hubungan antara kecepatan dan sonic ialah sebagai berikut:

$$kecepatan = \frac{1}{sonic}$$

Kemudian setelah diperoleh log sonic (DT) maka dapat dikalikan dengan log densitas yang kemudian diperoleh nilai AI dimana rumus AI ialah sebagai berikut:

$$AI = densitas \times \log sonic$$

Dengan AI sebagai *acoustic impedance*. Kemudian dari nilai AI dapat diperoleh koefisien refleksi dengan rumus berikut:

$$\frac{AI2 - AI1}{AI2 + AI1} = RC$$

Dimana RC merupakan koefisien refleksi atau *reflection coefficient* yang bila dikonvolusikan dengan wavelet maka akan diperoleh sintetik seismogram. Pada sintetik seismogram sendiri yang kemudian diberi perlakuan *squeeze* dan *stretch* pada kegiatan *well-seismic tie* untuk diperoleh hasil yang menyerupai seismic asli.

2.5 Well Tie

Well tie atau yang biasa disebut dengan *Well Seismic Tie* merupakan suatu kegiatan mengikat data sumur dengan data seismik atau mengkorelasikan data sumur dengan data seismik. Dalam hal ini, data sumur yang semula memiliki satuan keadalaman (*depth*) dikonversikan menjadi satuan waktu (*time*) agar sesuai dengan data seismik yang ada. Tujuan dilakukan well tie adalah membuat seismik sintetik menyerupai data seismik sebenarnya. Hal ini diperlukan agar tingkat kepercayaan interpretasi yang dilakukan menjadi semakin tinggi (data semakin dapat dipercaya).

2.6 Seismik Multi-atribut

Seismik refleksi merupakan seismik yang merefleksikan keadaan bawah permukaan sehingga dapat dibaca dari permukaan. Ketika sinyal ditembakkan maka akan direkam oleh penerima (*receiver*) yaitu geophone. Yang terekam oleh geophone ialah persentase energi gelombang yang terefleksi ke permukaan. Seismik atribut merupakan deskripsi matematis mengenai bentuk atau karakteristik trace seismik melalui suatu interval waktu tertentu, semua informasi mengenai data seismik hasil pengukuran dan perhitungan. Seismik atribut digunakan dalam menentukan karakteristik batuan, litologi suatu lapisan, lingkungan pengendapan, mengetahui anomali bawah permukaan, sebagai indikator hidrokarbon. Analisis multi-atribut seismik adalah analisis data seismik untuk mengidentifikasi sifat fisik batuan berdasarkan masukan (input) data lebih dari satu atribut seismik. Dengan analisis multi-atribut seismik, dilakukan pengkorelasian antara data seismik dengan ketersediaan data log pada suatu lokasi untuk dapat diprediksi properti batuan. Sifat-sifat reservoir yang dapat diidentifikasi misalnya saturasi air dan porositas. Saturasi didefinisikan sebagai perbandingan antara volume pori-pori batuan yang terisi oleh suatu fluida tertentu dengan volume pori-pori total pada suatu batuan berpori. Saturasi fluida terdiri atas tiga jenis yang sering dibahas, yaitu saturasi air (S_w), saturasi minyak (S_o) dan saturasi gas (S_g).

Saturasi air merupakan perbandingan ruang kosong atau berpori terisi air pada suatu batuan terhadap volume total batuan. Sedangkan saturasi minyak ialah perbandingan ruang kosong atau berpori terisi minyak pada suatu batuan terhadap volume total batuan. Begitu pula dengan saturasi gas yang merupakan perbandingan ruang kosong atau berpori terisi gas pada suatu batuan terhadap volume total batuan. Rumus saturasi fluida pada umumnya ialah sebagai berikut:

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

Sedangkan rumus untuk ketiga jenis saturasi tersebut ialah sebagai berikut:

$$S_w = \frac{\text{Volume pori berisi air}}{\text{Volume pori total}}$$

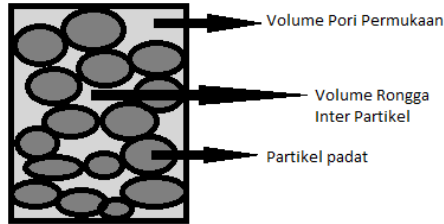
$$S_o = \frac{\text{Volume pori berisi minyak}}{\text{Volume pori total}}$$

$$S_g = \frac{\text{Volume pori berisi gas}}{\text{Volume pori total}}$$

Sedangkan porositas merupakan perbandingan antara volume ruang pada batuan (berupa pori-pori) terhadap volume batuan secara keseluruhan. Nilai porositas dari suatu batuan akan menentukan kapasitas penyimpanan fluida pada reservoir. Secara matematis porositas dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$\Phi = \frac{V_b - V_s}{V_b} = \frac{V_p}{V_b}$$

dimana V_b merupakan volume bulk (volume total), V_s merupakan volume benda padat (volume solid), dan V_p merupakan volume pori. Satuan dari porositas ialah decimal atau dalam bentuk persen. Sebagai ilustrasi dapat diperhatikan pada gambar berikut:



Gambar 2.5 Bagian Batuan

Porositas terbagi menjadi dua, yakni porositas primer (*primary porosity*) dan porositas sekunder (*secondary porosity*). Porositas primer berasal dari pembentukan batuan seperti sedimentasi klastik dan organogenesis. Sementara porositas sekunder terbentuk saat terjadinya peristiwa geologi batuan seperti proses tektonik dan proses kimia. Factor-faktor yang mempengaruhi porositas antara lain ukuran butir, distribusi butir, ukuran butir, dan tekanan.

Kemudian ada pula densitas, salah satu karakteristik batuan yang merupakan perbandingan massa dengan volume. Rumus dari densitas ialah:

$$\rho = \frac{m}{V}$$

dimana ρ merupakan simbol dari densitas, m merupakan massa, dan V adalah volume. Satuan dari densitas ialah kg/m^3 . Atau dapat pula bersatuan 1 g/cm^3 . Faktor yang dapat mempengaruhi nilai densitas batuan adalah komposisi mineral dan pori batuan itu sendiri. Densitas pada batuan sedimen berpori dikontrol oleh porositas, komposisi mineral, dan komposisi konten pori (saturasi). Persamaan densitas pada batuan sedimen ialah sebagai berikut:

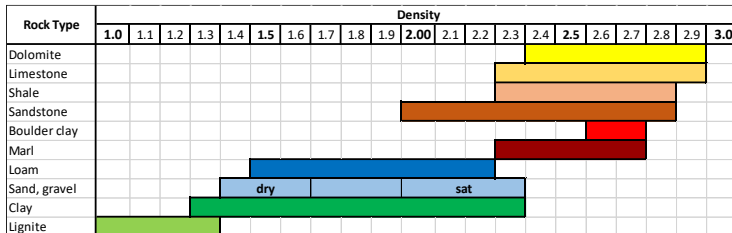
$$\begin{aligned} \rho &= (1 - \Phi) \cdot \rho_m + \Phi \cdot \rho_p \\ &= \rho_m - (\rho_m - \rho_p) \cdot \Phi \end{aligned}$$

dimana ρ_m merupakan densitas matriks material, ρ_p merupakan densitas pori fluida, dan Φ merupakan porositas. Nilai densitas dari berbagai macam batuan dapat dilihat pada tabel berikut:

Tabel 2.1 Nilai Densitas Batuan

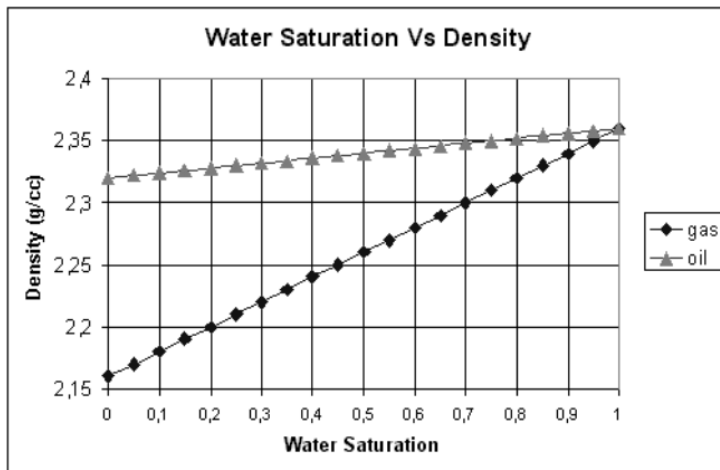
Rock type or mineral	Density (wet) ($\times 10^3 \text{ kg/m}^3$)
Sand	1.6-2
Moraine	1.5-2
Sandstones (Mesozoic)	2.15-2.4
Sandstones (Paleozoic and older)	2.35-2.65
Quartzite	2.60-2.70
Limestone (compact)	2.5-2.75
Shales (younger)	2.1-2.6 (2.4) ^a
Shales (older)	2.65-2.75 (2.7)
Gneiss	2.6-2.9 (2.7)
Basalt	2.7-3.3 (2.98)
Diabase	2.8-3.1 (2.96)
Serpentinite	2.5-2.7 (2.6)
Gypsum	2.3
Anhydrite	2.9
Rocksalt	2.1-2.4 (2.2)
Zincblende	4.0
Chromite	4.5-4.8
Pyrite	4.9-5.2
Hematite	5.1
Magnetite	4.9-5.2 (5.1)
Galena	7.4-7.6
Granite	2.52-2.81 (2.67)
Granodiorite	2.67-2.79 (2.72)
Syenite	2.63-2.90 (2.76)
Quartzdiorite	2.68-2.96 (2.81)
Gabbro	2.85-3.12 (2.98)
Peridotite	3.15-3.28 (3.23)
Dunite	3.20-3.31 (3.28)
Eclogite	3.34-3.45 (3.39)

Sedangkan kisaran nilai densitas pada batuan sedimen ialah sebagai berikut:



Gambar 2.6 Nilai Densitas pada Batuan Sedimen

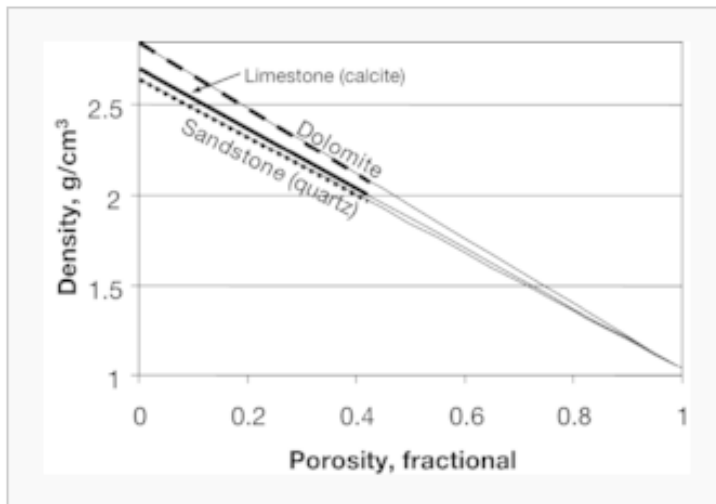
Bila densitas dibandingkan dengan saturasi air, maka hubungan antara densitas dengan saturasi air dapat dilihat pada gambar berikut:



Gambar 2.7 Hubungan Densitas dengan Saturasi Air

Dari gambar di atas dapat diketahui bahwa pada batuan yang mengandung hidrokarbon minyak, grafik hubungan antara saturasi air dengan densitas terlihat sejajar. Semakin besar nilai saturasi air maka densitasnya juga semakin besar. Bila nilai saturasi air sebesar 0.7 dan

nilai densitas 2.35 maka dapat diketahui bahwa hidrokarbon yang terkandung ialah minyak. Begitu pula pada gas dapat diketahui bahwa hubungan yang tercipta antara saturasi air dengan densitas ialah sejajar. Semakin besar nilai saturasi air, maka nilai densitasnya juga semakin besar. Perubahan nilai densitas yang terjadi saat nilai saturasi air meningkat terlihat lebih tajam pada gas, terlihat dari grafik yang lebih curam daripada minyak. Berdasarkan grafik di atas, bila saturasi air bernilai 0.95 dan densitas sebesar 2.35 maka hidrokarbon yang terkandung ialah gas. Sementara hubungan antara densitas dengan porositas pada beberapa macam batuan terlihat pada gambar berikut:



Gambar 2.8 Hubungan Densitas dengan Porositas

Gambar di atas menunjukkan hubungan antara densitas dengan porositas pada batu pasir (*sandstone*), batu gamping (*limestone*), dan batu dolomite. Dari gambar tersebut dapat diketahui bahwa hubungan di antara densitas dengan porositas ialah tegak lurus dimana semakin besarnya nilai porositas maka justru semakin kecil nilai densitas batuan. Dari tiga macam batuan yang terdapat dalam grafik, batu dolomite menunjukkan grafik yang paling curam, diikuti oleh batu gamping dan yang terakhir ialah batu pasir. Berdasarkan data tersebut

maka dapat diketahui bahwa pada nilai porositas yang sama, nilai densitas batu dolomite paling besar di antara batu gamping dan batu pasir. Baru kemudian diikuti oleh batu gamping dan batu pasir.

Selain itu juga ada *Pwave* yang merupakan kecepatan dari gelombang P. Pada data Lapangan Stratton ini tidak terdapat data *Pwave* sehingga perlu dibuat secara manual (perhitungan berdasarkan parameter yang tersedia) karena *Pwave* dibutuhkan untuk pengolahan *well-seismic tie*. Nilai *Pwave* diperoleh dengan memanfaatkan rumus dasar fisika, yakni rumus kecepatan dimana rumus kecepatan ialah sebagai berikut:

$$v = s / t$$

dimana *v* merupakan kecepatan, *s* merupakan jarak, dan *t* merupakan waktu yang dibutuhkan. Pada data yang tersedia, diketahui adanya kedalaman yang dijadikan jarak tempuh gelombang (*s*) dan adanya *two-way time* yang merupakan waktu rambat gelombang secara bolak balik (*two-way*). Oleh sebab itu bila dikonversikan ke dalam data yang tersedia, rumus kecepatan tadi menjadi sebagai berikut:

$$Pwave = \frac{md}{(twt/2)}$$

Dimana *md* merupakan *measured depth* atau kedalaman terukur dan *twt* merupakan *two-way time*. Dalam hal ini, rumus waktu (*twt*) dibagi dua lagi karena *twt* masih dalam bentuk bolak balik (*two-way*) sedangkan waktu (*t*) dalam rumus asli kecepatan merupakan waktu yang dibutuhkan untuk ditempuh sekali jalan (tidak bolak-balik).

Pada analisis multi-atribut, dicari hubungan antara log dengan data seismik pada lokasi sumur dan dari hubungan tersebut dapat diprediksi volume dari sifat-sifat log pada semua lokasi pada volume seismik. Algoritma yang digunakan pada analisis multi-atribut juga beragam, seperti metode *Multiple Linear Regression* (MLR) dan *Artificial Neural Network* (ANN) sebagai algoritma untuk analisis multi-atribut.

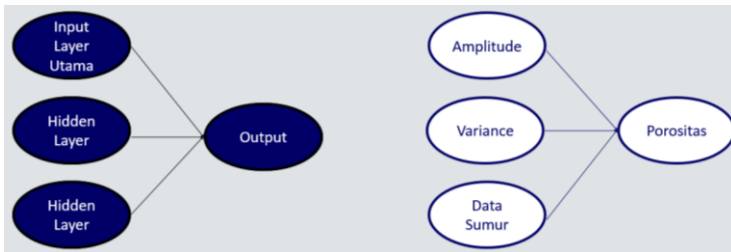
Multi-attribute Linear Regression (MLR) merupakan metode seismik yang memodelkan dua atau lebih variabel untuk

memprediksi suatu target berdasarkan beberapa variabel masukan (input). Rumus matematis MLR yaitu:

$$y = b_1x_1 + b_2x_2 + \dots + b_nx_n + \alpha$$

Di dalam seismik, metode MLR ini digunakan untuk memprediksi sifat porositas, v shale, permeabilitas berdasarkan masukan (*input*) seperti *quadrature*, *near/mid/far stack*, frekuensi instan, dan kekuatan refleksi.

Analisis *Artificial Neural Network* (ANN) merupakan salah satu multi-atribut yang digunakan untuk memprediksi properti batuan. Selain itu juga untuk mendeteksi sinyal seismik dan beragam jenis gempa bumi dengan menganalisa perubahan karakteristik sinyal. Metode ini menggunakan teknik *cross validation* atau validasi silang dengan memanfaatkan beberapa data input untuk diperoleh sifat seismik di bawah permukaan, seperti porositas. Berikut merupakan gambar teknik validasi silang:



Gambar 2.9 Teknik Validasi Silang

Teknik validasi silang menggunakan satu data masukan (*input*) lapisan utama dengan beberapa lapisan tersembunyi (*hidden*) untuk menghasilkan suatu data *output* yang diharapkan.

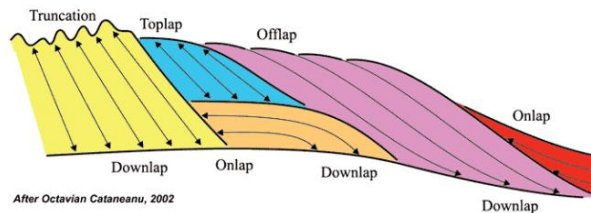
Schultz et al. (1994) mengemukakan ada tiga kategori dalam menganalisis multi-atribut seismik, antara lain:

1. Perluasan co-kriging yang melibatkan lebih dari satu atribut sekunder untuk memprediksi parameter utama.

2. Metode yang menggunakan matriks kovariansi untuk memprediksi suatu parameter dari atribut input yang telah diberi bobot secara linear.
3. Metode yang menggunakan Artificial Neural Network (ANN) atau teknik optimisasi non-linear untuk mengkombinasikan atribut-atribut menjadi perkiraan dari parameter yang diinginkan.

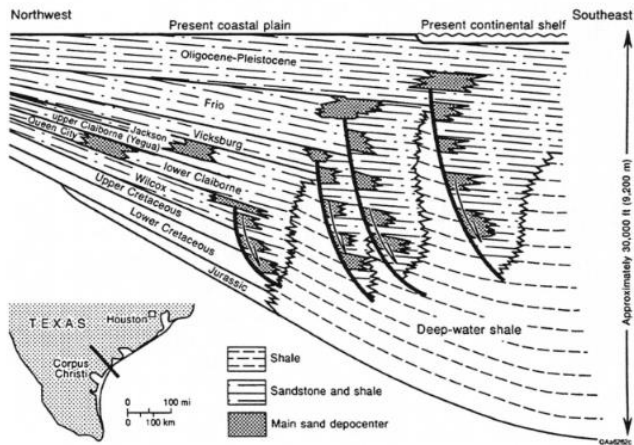
2.7 Geologi Regional Texas Selatan

Lapangan Stratton terletak di daerah Texas Selatan, Amerika Serikat, tepatnya di Basin Gulf Coast. Pada bagian Barat Laut dari Basin Gulf Coast terdapat formasi yang memiliki formasi stratigrafi off-lap, yakni Formasi Oligocene Frio. Suatu lapisan yang mengalami off-lap berarti terdapat pengendapan yang membuat lapisan tersebut sejajar saling menimpa seperti gambar berikut:



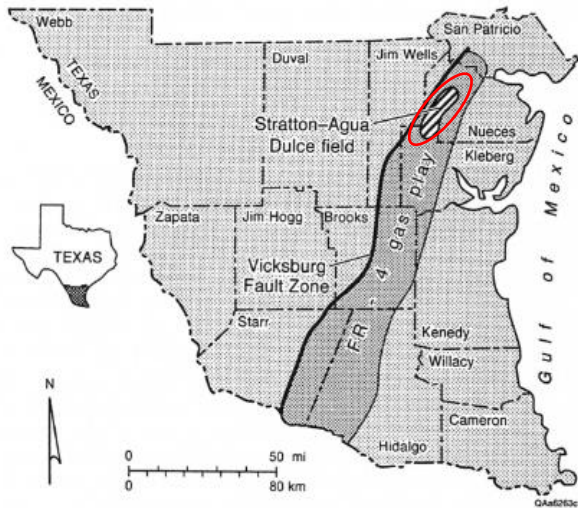
Gambar 2.10 Sistem Pengendapan Geologi

Formasi Frio Oligocene merupakan formasi penghasil gas terbesar dari 10 formasi yang memiliki stratigrafi pengendapan di Basin Gulf Coast dan didominasi oleh lapisan sedimen dengan ketebalan kurang dari 2000 ft hingga lebih dari 9000 ft. Bagian tebal (> 9000 ft) mengarah ke Teluk Rio Grande yang merupakan salah satu teluk yang menjadi sistem sungai utama dan mengarah ke Teluk Meksiko. Teluk Rio Grande memiliki diskontinuitas dan pertumbuhan patahan berbentuk parallel serta memiliki *ridge* (perbukitan) mengandung shale.



Gambar 2.11 Pengendapan di Texas Selatan

Gambar di atas menunjukkan pengendapan pada Basin Gulf Coast di Texas Selatan dan persebaran lapisan pasir yang didominasi pada bagian tengah penampang. Secara keseluruhan, Formasi Frio terbagi atas 10 wilayah mengandung gas dengan berbagai *setting* struktural dan pengendapan. Salah satunya bernama FR-4, yang merupakan formasi terbesar ketiga dari 73 formasi terdominasi gas di seluruh Texas, dimana sebagian besar produksi gasnya berasal dari reservoir Frio Middle. Hidrokarbon di formasi ini dikontrol oleh patahan antiklin, perubahan facies, dan adanya pinch-out.

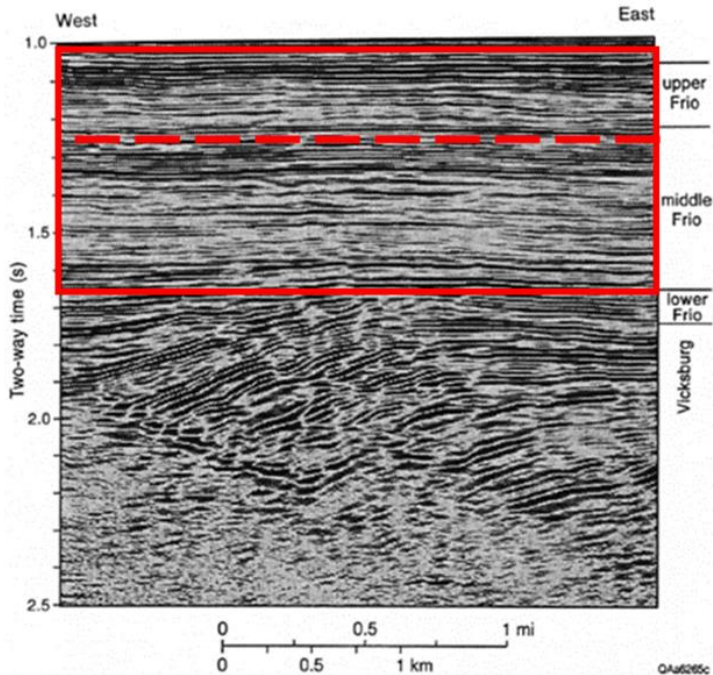


Gambar 2.12 Lokasi Formasi F-4 pada Daerah Texas Selatan

Gambar di atas menunjukkan lokasi formasi FR-4 sebagai lokasi penghasil gas ketiga terbesar di seluruh Texas. Formasi FR-4 ini membentang hampir di sepanjang daerah Texas Selatan. Sementara lapangan Stratton pada daerah di atas ditunjukkan dengan daerah di dalam lingkaran merah.

2.8 Geologi Regional Lapangan Stratton

Data seismik 3D Stratton melintas dekat batas utara formasi gas-play FR-4. Variasi struktur lingkungan reservoir pada lapangan Stratton dicirikan oleh adanya sebuah line seismik yang melewati zona patahan Vicksburg. Serangkaian patahan normal yang keluar ke zona pelepasan Vicksburg dalam Jackson Shale ini yang menyebabkan struktur reservoir gas. Berikut merupakan formasi Frio di Lapangan Stratton:



Gambar 2.13 Formasi Frio Lapangan Stratton

Pada tugas akhir ini difokuskan pada formasi Upper Frio (Frio Atas) dan Middle Frio (Frio Tengah), tepatnya mulai dari 1050 – 1650 ms (dalam *two-way time*). Formasi Frio Atas dan Tengah yang relatif *undeformed* dan datar secara struktur lebih sederhana daripada Vicksburg dan Frio bawah, yang menunjukkan adanya efek rotasi struktur patahan di atas permukaan Vicksburg. Frio bagian tengah dan atas ditandai oleh adanya bawah permukaan yang panjang membentang dari utara sampai selatan.

Formasi Vicksburg berisi interval siliklastik dengan indikasi log SP dan GR ukuran butir kasar konsisten dengan sistem pengendapan delta dominan. Formasi Vicksburg Tengah dan Atas sebagian besar berorientasi delta dominan fluvial. Batuan pasir pada

formasi Vicksburg Atas umumnya memiliki ketebalan lebih besar dari 20 – 80 ft dan menunjukkan profil log SP kasar yang mencirikan lingkungan pengendapan delta progradational.

Kolom stratigrafi waktu dari Basin Gulf Coast secara keseluruhan ialah sebagai berikut:

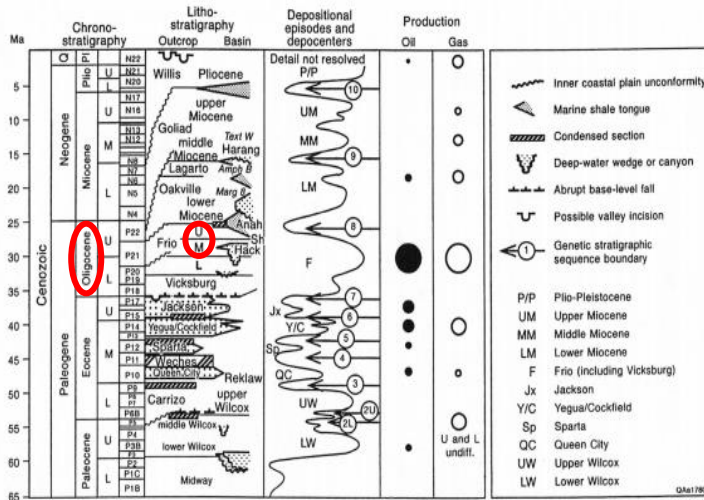
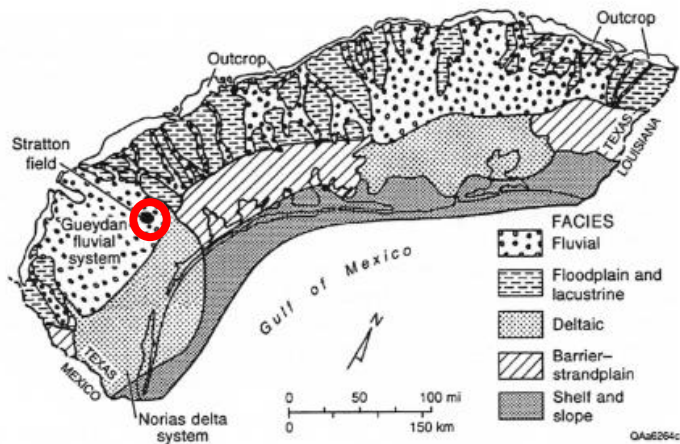


Figure 2. Chronostratigraphic and lithostratigraphic chart showing the relative rank of the volume of gas produced in the major Cenozoic depositional episodes of the onshore Gulf Coast Basin (modified from Galloway, 1989; Xue and Galloway, 1990).

Gambar 2.14 Kolom Startigrafi Waktu Basin Gulf Coast

Pada gambar di atas, formasi Frio Atas dan Frio Tengah yang menjadi fokus studi kali ini ditandai dengan lingkaran merah (Frio U untuk formasi Frio Atas dan Frio M untuk formasi Frio Tengah). Keduanya berada pada zaman Oligocene serta mengandung minyak dan gas. Untuk pengendapannya, kedua formasi ini termasuk dalam pengendapan fluvial berdasarkan gambar di bawah ini:



Gambar 2.15 Pengendapan di Texas Selatan

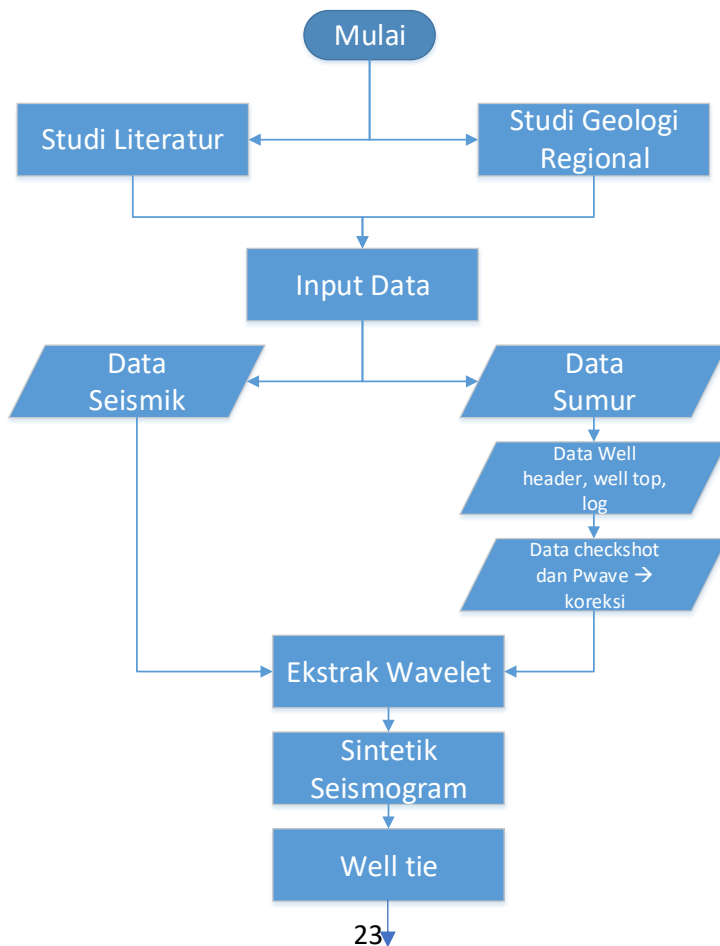
Berdasarkan gambar tersebut dapat diketahui bahwa lapangan Stratton (yang berada dalam lingkaran merah) termasuk ke dalam sistem pengendapan fluvial.

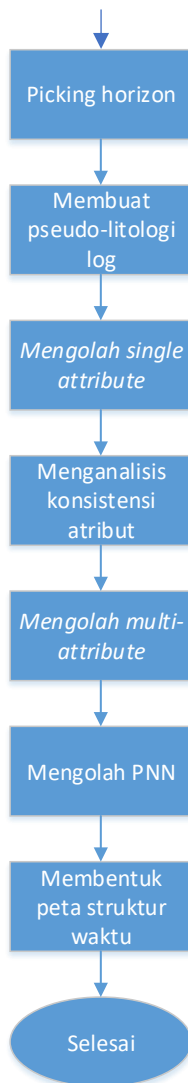
Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB III METODOLOGI DAN PENGOLAHAN DATA

3.1 Skema Kerja

Skema pengerjaan studi ini adalah sebagai berikut:



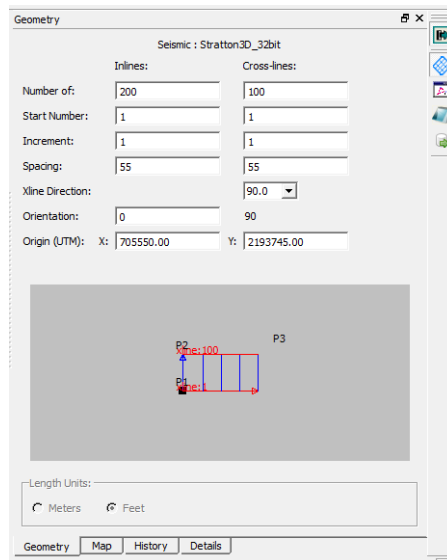


Gambar 3.1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir

3.2 Persiapan Data

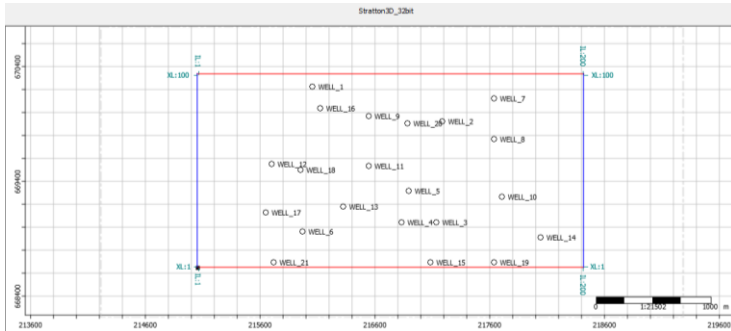
3.2.1 Data Seismik

Langkah pertama yang dilakukan ialah mengimport data seismik Stratton. Data seismik yang digunakan ialah data seismik lapangan Stratton *post-stack* 3D dengan jumlah inline 200, xline 100, dan spasi 55 seperti berikut:



Gambar 3.2 Data Seismik Stratton yang digunakan

Dari data seismik tersebut, dihasilkan *base map* seismik seperti berikut:

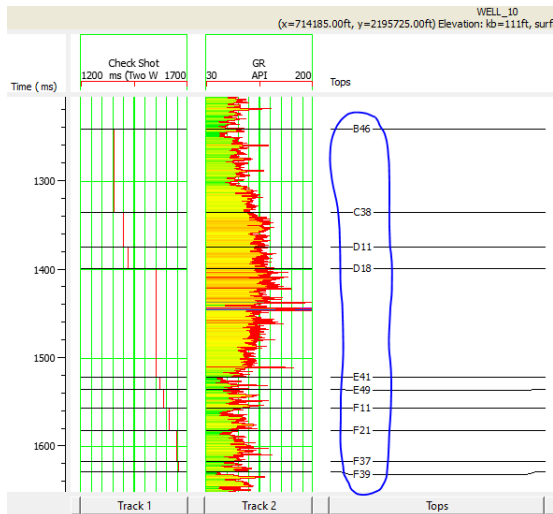


Gambar 3.3 Base Map Lapangan Stratton

Base map diperoleh setelah data *well header* dimasukkan (diimport). Horizon yang digunakan terdiri dari 10 horizon, antara lain B46, C38, D11, D18, E41, E49, F11, F21, F37, dan F39. Fokus penelitian kali ini ialah pada horizon F11.

3.2.2 Data Sumur

Yang diperlukan dalam melakukan import sumur antara lain *well header*, *well top*, log di tiap well yang digunakan, *checkshot*, P-wave, dan *checkshot*. Setelah data seismik dimasukkan, maka dilakukan import data *well header* sehingga dapat diperoleh *base map*. Kemudian dilakukan import *well top* sebagai berikut:



Gambar 3.4 Well Top pada Sumur “Well_10”

Bila *well top (marker)* sudah diimport, maka dilakukan import log tiap sumur. Data sumur yang digunakan ialah 5 buah sumur yaitu: well_7, well_9, well_10, well_15, dan well_18 dengan kandungan log masing-masing sumur ialah sebagai berikut:

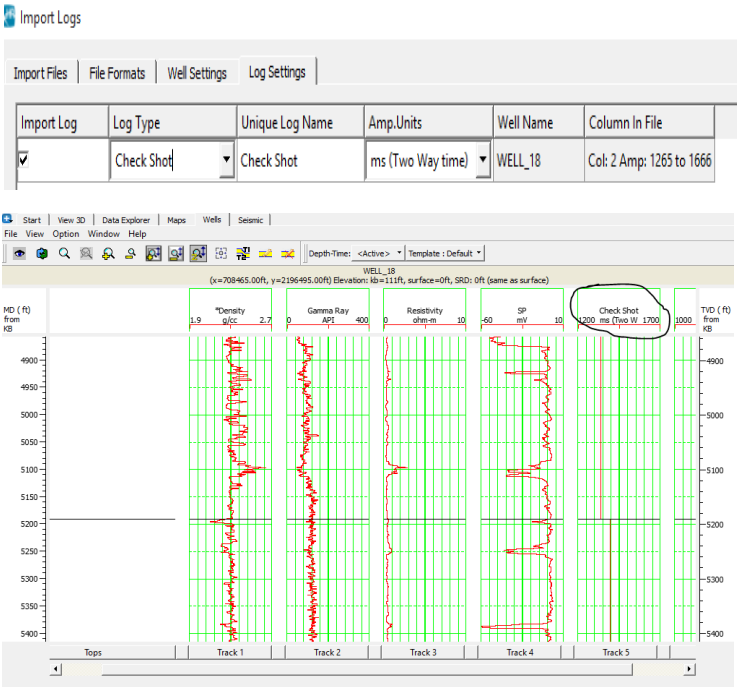
Tabel 3.2 Log Tiap Sumur

Well_7	Well_9	Well_10	Well_15	Well_18
GR	GR	GR	CAL	GR
SP	SP	SP	GR	SP
RT	RT	RT	RT	RT
NPSS	NPSS	NPSS	RHOB	RHOB
RHOB	RHOB	RHOB	NPSS	NPSS

Kelima sumur ini dipilih karena mengandung log Gamma Ray dan Resistivitas yang diperlukan dalam pengikatan data sumur dan data

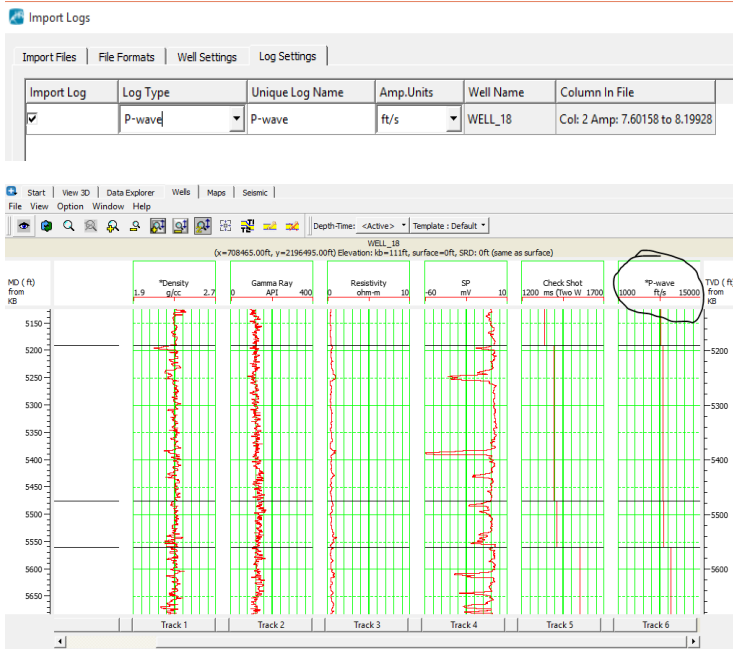
seismik (*well-seismic tie*). Selain itu, kelima sumur tersebut berada di beberapa titik yang tersebar di seluruh kawasan Stratton.

Setelah import log pada sumur yang akan digunakan, maka dilakukan import checkshot seperti berikut:



Gambar 3.5 Import Data *Checkshot*

Kemudian dilakukan import Pwave seperti berikut:

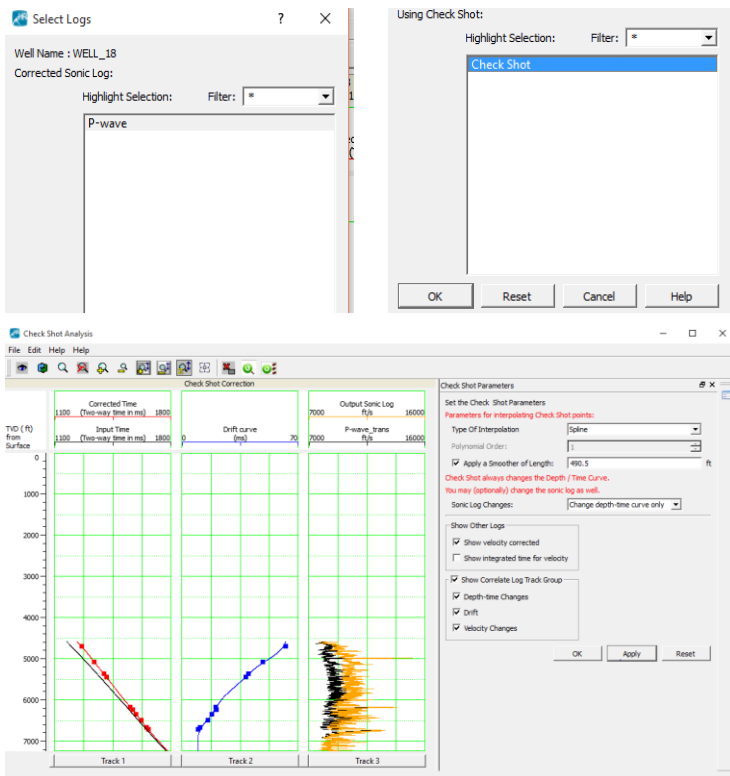


Gambar 3.6 Import Data Pwave

Nilai Pwave tidak tersedia pada sumur sehingga dibuat manual dengan rumus:

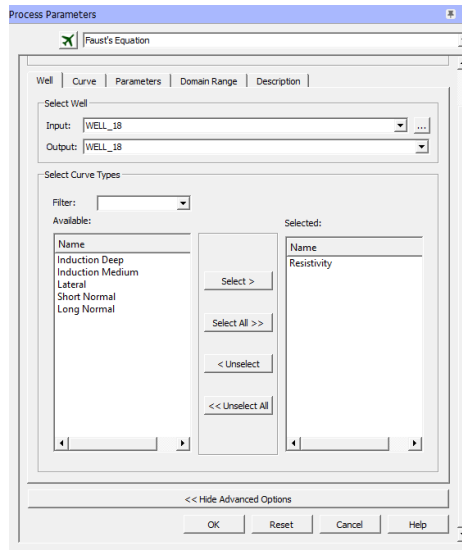
$$Pwave = \frac{md}{(twt/2)}$$

Data md dalam satuan feet dan data *two-way time* dalam satuan sekon. Setelah itu dilakukan koreksi checkshot seperti berikut:



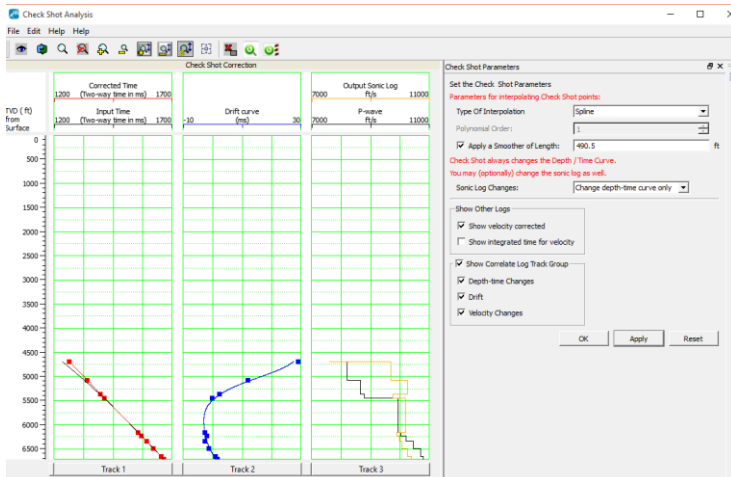
Gambar 3.7 Koreksi Checkshot

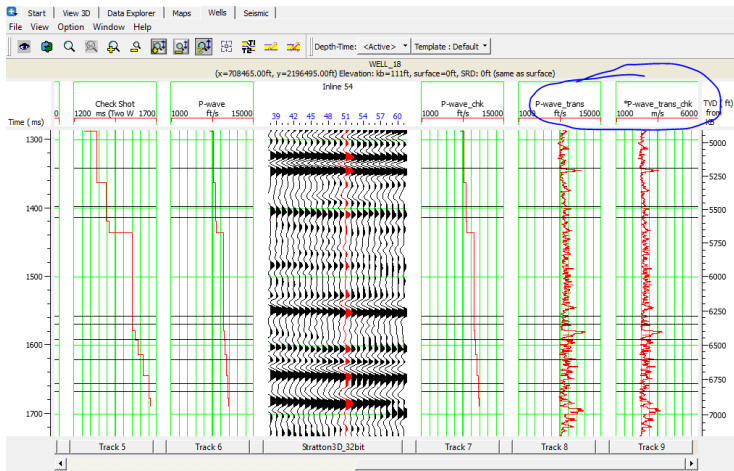
Lalu dilakukan pengubahan data resistivitas menjadi data sonic untuk dapat diikat antara data sumur dengan data seismik menggunakan Persamaan Faust seperti berikut:



Gambar 3.8 Persamaan Faust

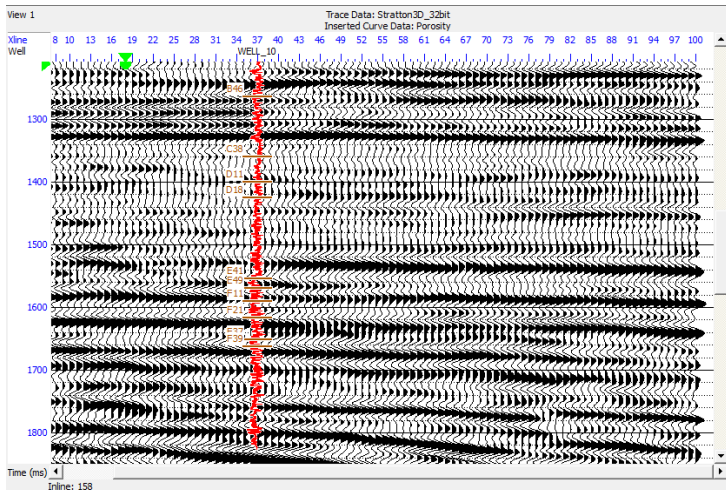
Setelah itu dilakukan koreksi Faust seperti berikut:





Gambar 3.9 Koreksi Faust

Pengubahan data resistivitas menjadi data sonic bertujuan agar nantinya nilai sonic dapat digunakan dalam perkalian antara nilai sonic dengan nilai densitas. Perkalian tersebut akan menghasilkan nilai impedans akustik (AI). Dari nilai AI tersebut bila dimasukkan ke dalam rumus maka akan diperoleh nilai koefisien refleksi (RC). Bila data seismik dan data sumur telah diimport ke dalam *project*, maka pada layer seismik dapat terbaca data sebagai berikut:



Gambar 3.10 Penampang Seismik yang telah Dimasukkan Sumur “Well_10”

Hal ini menunjukkan input data seismik dan sumur telah menyatu dengan benar. Kemudian sebelum beranjak kepada kegiatan *well-seismic tie*, perlu dilakukan ekstrak wavelet. Dilakukan dua kali ekstrak wavelet, wavelet statistik dan wavelet ricker. Setelah dibuat wavelet, dapat dilakukan pengikatan antara data sumur dengan data seismik yang disebut dengan *well-seismic tie*.

3.3 Pengolahan Data

3.3.1 Well-Seismic Tie

Kegiatan *well-seismic tie* dilakukan pada kelima sumur dan bertujuan untuk memperoleh nilai korelasi (nilai r) yang tinggi. Nilai r sendiri menunjukkan kuantitas data, dimana bila nilai r semakin mendekati angka 1 maka proses pengikatan data yang dilakukan semakin baik, begitu pula sebaliknya. Bila nilai r semakin mendekati 1 maka menunjukkan tampilan seismik sintetik semakin menyerupai trace seismik yang ada (sebenarnya). Setelah kelima sumur diikat dengan data seismik, maka dapat dilakukan picking horizon. Proses

pengikatan *well-seismic tie* ini membutuhkan waktu yang cukup panjang untuk menghasilkan nilai korelasi yang semakin mendekati 1 dan membuat seismik sintetik semakin menyerupai trace seismik yang ada. Pada kegiatan *well-seismic tie* ini digunakan wavelet Ricker karena setelah dibandingkan dengan wavelet statistik, diperoleh nilai korelasi yang lebih besar ketika menggunakan wavelet Ricker daripada ketika menggunakan wavelet statistik. Domain frekuensi yang digunakan ialah 34 Hz dengan panjang gelombang sebesar 150 ms. Jendela yang digunakan ialah 1050 – 1650 ms yakni pada Formasi Upper Frio dan Middle Frio namun ada beberapa sumur yang sintetik seismogram baru terbaca di angka 1100 – 1300 ms. Pada *well-seismic tie* dilakukan proses peregangan (stretch) dan pemampatan (squeeze) amplitude pada sintetik seismogram untuk mengubah nilai korelasi. Hasil pengolahan *well-seismic tie* yang dilakukan pada kelima sumur ialah sebagai berikut:

Tabel 3.3 Perbandingan Nilai Korelasi Wavelet Ricker dan Statistik

Wavelet	Nilai Korelasi				
	Well 7	Well 9	Well 10	Well 15	Well 18
Ricker	0.610	0.584	0.503	0.480	0.654
Statistik	0.551	0.559	0.359	0.396	0.596

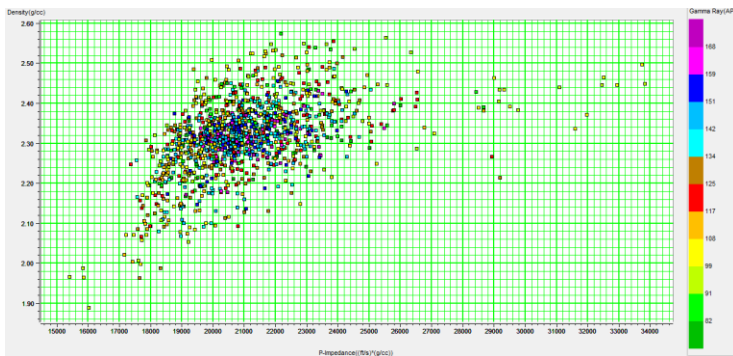
Sementara tampilan pengolahan *well-seismic tie* dapat dilihat pada lampiran. Dari hasil tersebut maka dapat dilihat bahwa hasil *well-seismic tie* menggunakan wavelet Ricker lebih baik daripada menggunakan wavelet statistik. Oleh sebab itu, digunakan wavelet Ricker.

3.3.2 Analisis Sensitivitas

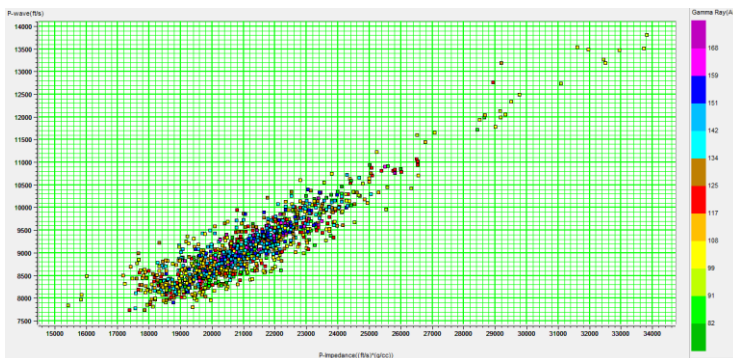
Analisis sensitivitas dilakukan guna mengetahui karakteristik litologi yang dapat dilihat pada data sumur dan dilakukan dengan membuat crossplot antara beberapa jenis log sebagai data input, seperti P-impedance, Density, P-wave, dan Gamma Ray. P-impedance sendiri dibuat dengan mengalikan log densitas dengan log p-wave. Gamma Ray digunakan karena

merupakan log yang dapat dijadikan indikator pembeda antara batu pasir (*sand*) dan batu lempung (*shale*). Jika suatu batuan memiliki nilai Gamma Ray yang rendah, maka dapat diasumsikan batuan tersebut merupakan batuan mengandung pasir. Sementara bila nilai Gamma Ray tinggi, maka dapat diasumsikan mengandung lempung. Selain itu, Gamma Ray juga dijadikan legenda warna (*color key*) pada crossplot analisis sensitivitas. Pembuatan *crossplot* dilakukan dengan cara memilih 'Crossplot' → 'General' → pilih well → pilih log → diperoleh cropssplot.

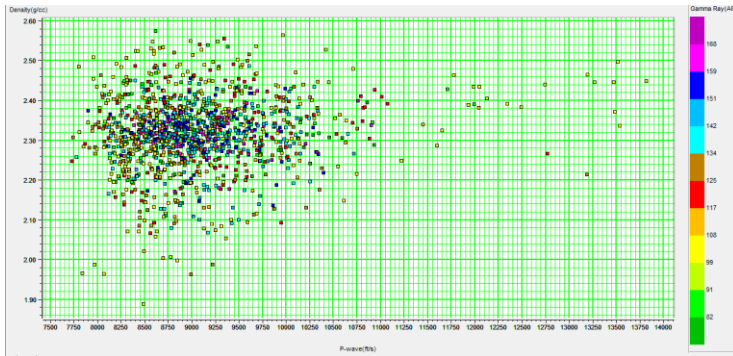
Berikut merupakan hasil crossplot pada Well 7:



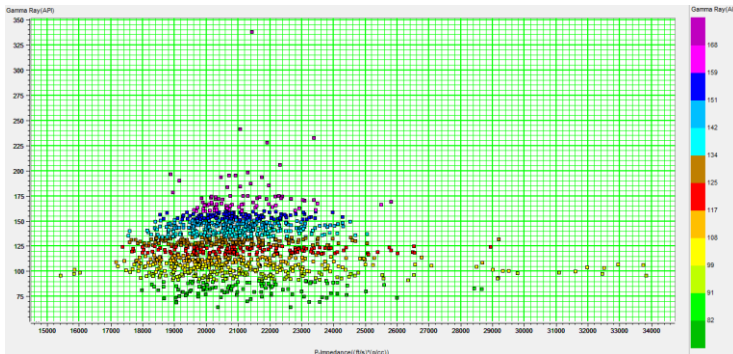
Gambar 3.11 Crossplot P-impedance vs Density pada Well 7



Gambar 3.12 Crossplot P-impedance vs P-wave pada Well 7



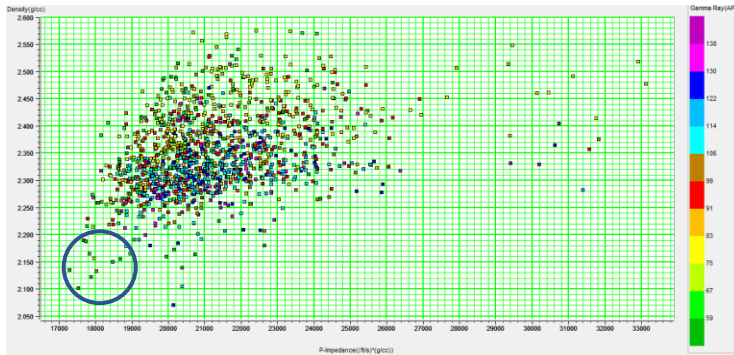
Gambar 3.13 Crossplot P-wave vs Density pada Well 7



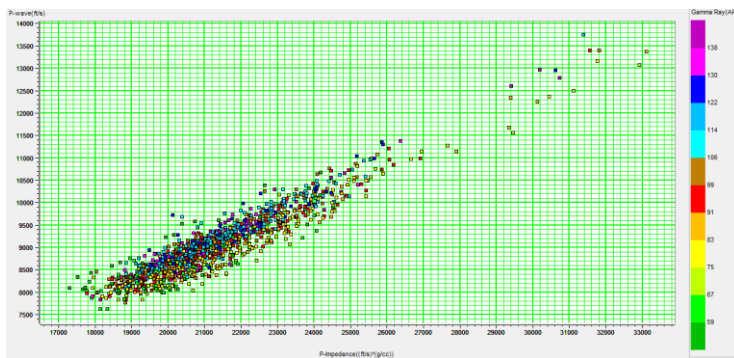
Gambar 3.14 Crossplot P-impedance vs Gamma Ray pada Well 7

Pada empat gambar hasil crossplot well 7. Gamma Ray digunakan sebagai *color key* dimana gambar 3.11 menunjukkan crossplot antara P-impedance vs Density, gambar 3.12 menunjukkan crossplot antara P-impedance vs P-wave, gambar 3.13 menunjukkan crossplot antara P-wave vs Density, dan gambar 3.14 menunjukkan crossplot antara P-impedance vs Gamma Ray. Dari keempat gambar tersebut dapat diketahui bahwa sebaran litologi terlihat pada perbedaan P-impedance (terlihat pada gambar 3.14) sementara P-wave dan densitas kurang dapat memisahkan litologi.

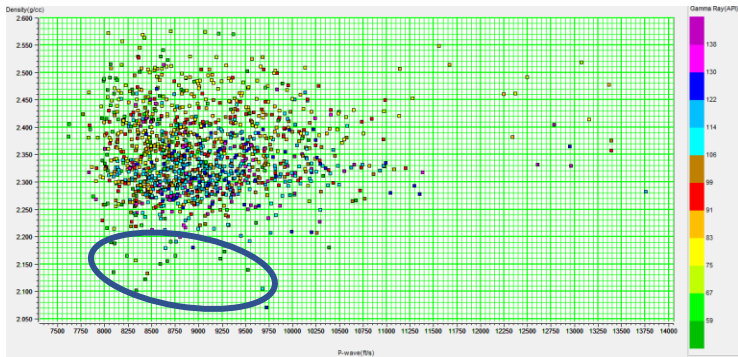
Kemudian gambar-gambar berikut menunjukkan hasil crossplot pada Well 9:



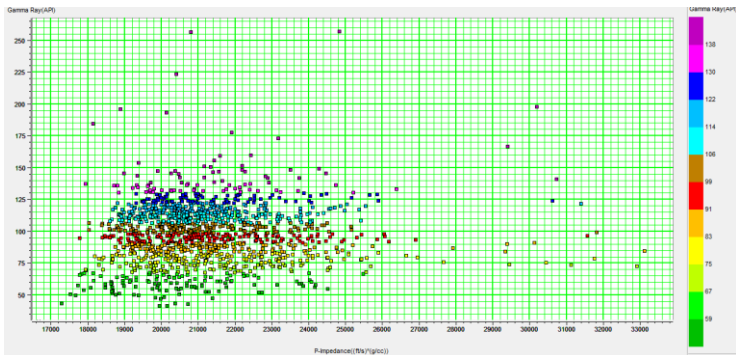
Gambar 3.15 Crossplot P-impedance vs Density pada Well 9



Gambar 3.16 Crossplot P-impedance vs P-wave pada Well 9



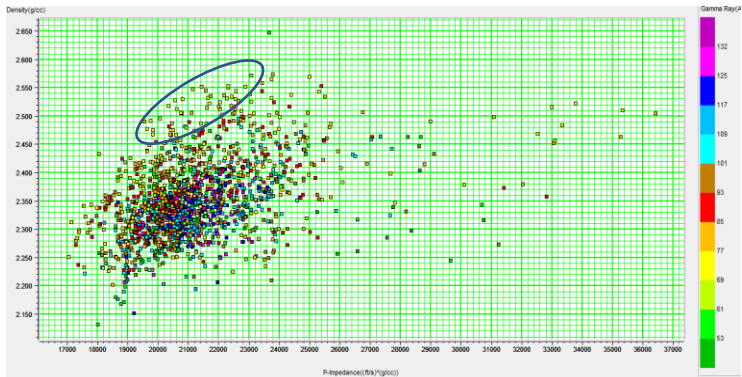
Gambar 3.17 Crossplot P-wave vs Density pada Well 9



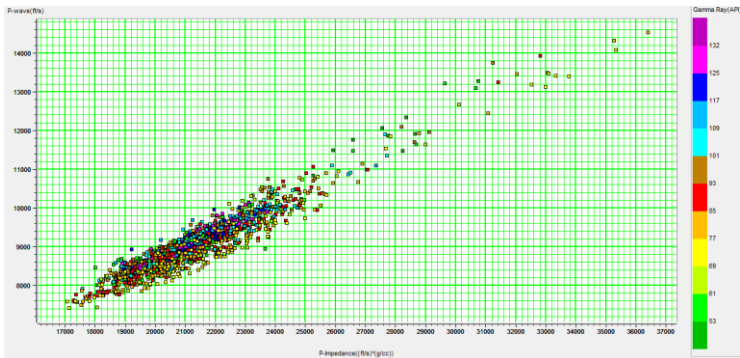
Gambar 3.18 Crossplot P-impedance vs Gamma Ray pada Well 9

Gambar 3.15 hingga 3.18 menunjukkan crossplot pada well 9, dimana gambar 3.15 menunjukkan crossplot antara P-impedance vs Density, gambar 3.16 menunjukkan crossplot antara P-impedance vs P-wave, gambar 3.17 menunjukkan crossplot antara P-wave vs Density, dan gambar 3.18 menunjukkan crossplot antara P-impedance vs Gamma Ray. Sama seperti halnya pada Well 7, pada Well 9 dapat terlihat bahwa P-impedance dapat memisahkan litologi (gambar 3.18). Sedangkan P-wave dan Density menunjukkan sedikit pemisahan litologi, namun tidak signifikan (gambar 3.15 dan gambar 3.17).

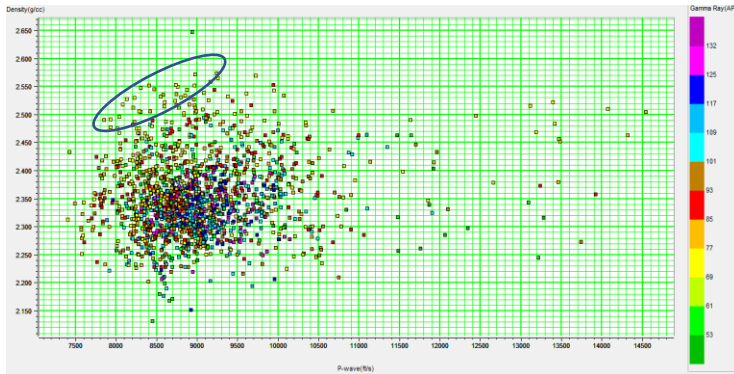
Sedangkan gambar-gambar berikut menunjukkan crossplot pada Well 10:



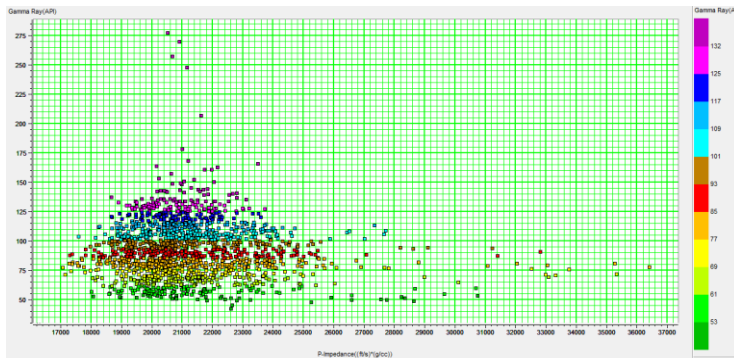
Gambar 3.19 Crossplot P-impedance vs Density pada Well 10



Gambar 3.20 Crossplot P-impedance vs P-wave pada Well 10



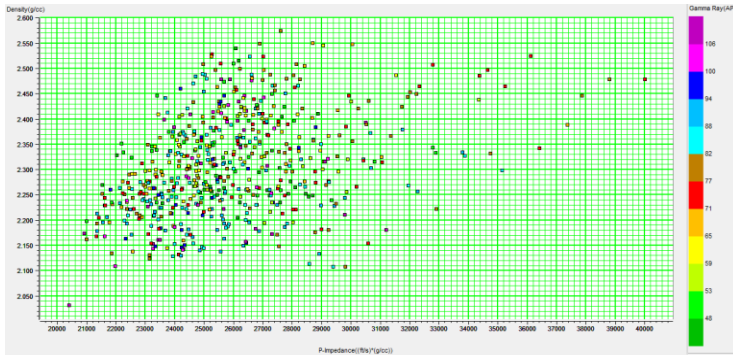
Gambar 3.21 Crossplot P-wave vs Density pada Well 10



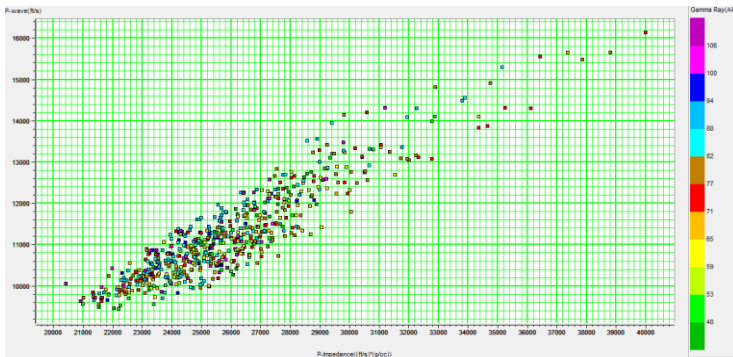
Gambar 3.22 Crossplot P-impedance vs Gamma Ray pada Well 10

Gambar 3.19 menunjukkan crossplot antara P-impedance vs Density, gambar 3.20 menunjukkan crossplot antara P-impedance vs P-wave, dan gambar 3.21 menunjukkan crossplot antara P-wave vs Density, dan gambar 3.22 menunjukkan crossplot antara P-impedance vs Gamma Ray. Dari hasil crossplot pada Well 10 dapat diketahui bahwa P-impedance dapat memisahkan litologi (gambar 3.22) sementara P-wave dan Density juga cukup menunjukkan pemisahan litologi namun tidak optimal (gambar 3.19 dan gambar 3.21).

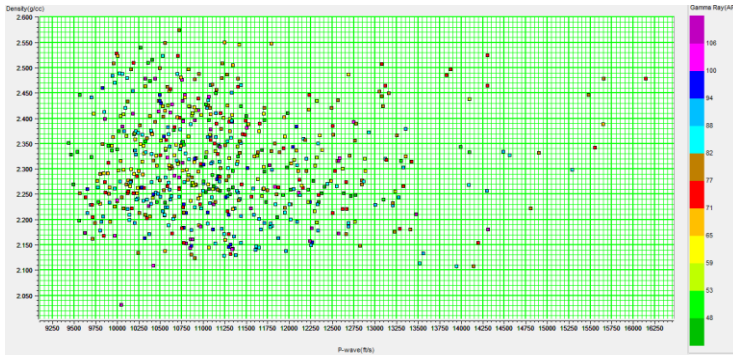
Selanjutnya dilakukan crossplot antara log P-impedance, P-wave, Density, dan Gamma Ray pada Well 15 seperti berikut:



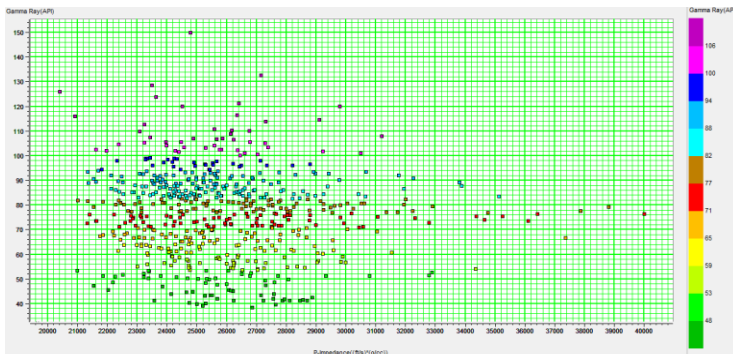
Gambar 3.23 Crossplot P-impedance vs Density pada Well 15



Gambar 3.24 Crossplot P-impedance vs P-wave pada Well 15



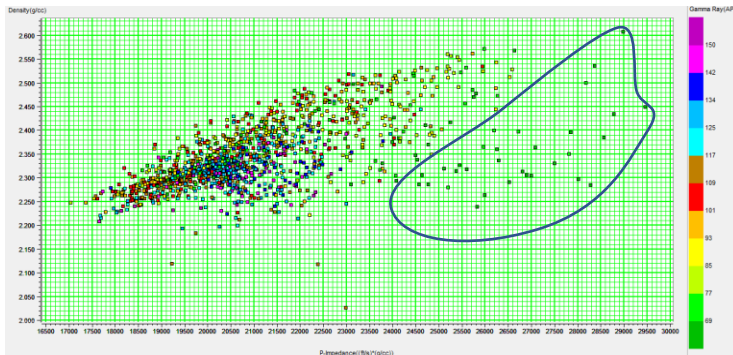
Gambar 3.25 Crossplot P-wave vs Density pada Well 15



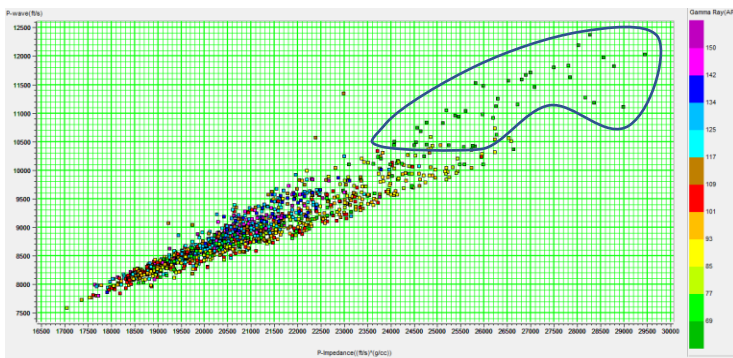
Gambar 3.26 Crossplot P-impedance vs Gamma Ray pada Well 15

Dari keempat gambar di atas, gambar 3.23 menunjukkan crossplot antara P-impedance vs Density, gambar 3.24 menunjukkan crossplot antara P-impedance vs P-wave, gambar 3.25 menunjukkan crossplot antara P-wave vs Density, dan gambar 3.26 menunjukkan crossplot antara P-impedance vs Gamma Ray. Dari hasil crossplot di atas, diketahui hanya P-impedance yang menunjukkan pemisahan litologi yang jelas, bahkan lebih jelas daripada sumur 7, 9, dan 10.

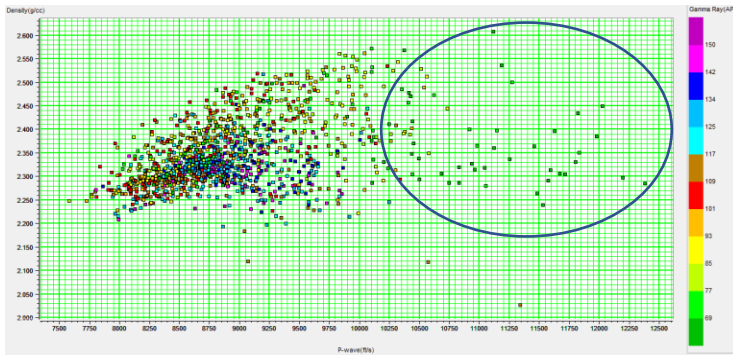
Well terakhir yang dilakukan crossplot ialah well 18 dengan hasil crossplot sebagai berikut:



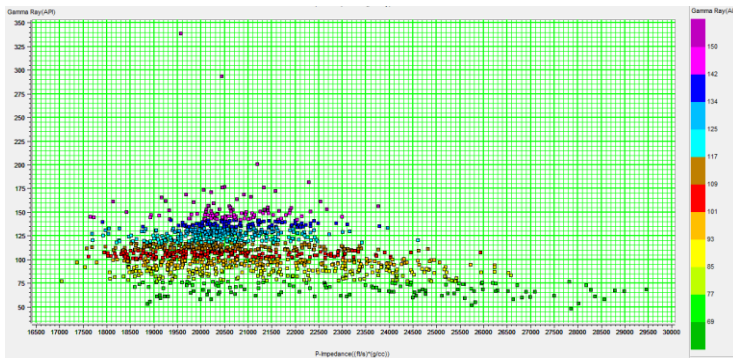
Gambar 3.27 Crossplot P-impedance vs Density pada Well 18



Gambar 3.28 Crossplot P-impedance vs P-wave pada Well 18



Gambar 3.29 Crossplot P-wave vs Density pada Well 18



Gambar 3.30 Crossplot P-impedance vs Gamma Ray pada Well 18

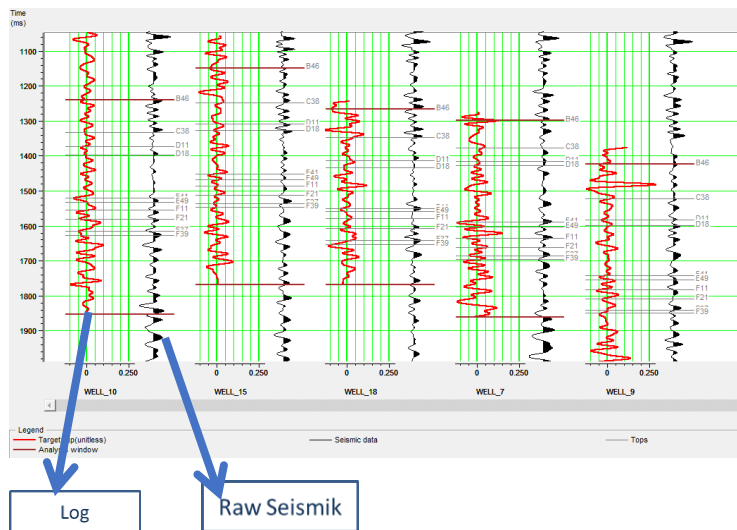
Berdasarkan crossplot Well 18, gambar 3.27 menunjukkan crossplot antara P-impedance vs Density, gambar 3.28 menunjukkan crossplot antara P-impedance vs P-wave, gambar 3.29 menunjukkan crossplot antara P-wave vs Density, dan gambar 3.30 menunjukkan crossplot antara P-impedance vs Gamma Ray. Hasil crossplot pada Well 18 menunjukkan adanya pemisahan litologi yang jelas dari semua log yang menjadi data input, baik log P-impedance, P-wave, Density, dan Gamma Ray.

3.3.3 Analisis Single-Attribute

Dengan karakteristik batuan yang diperoleh setelah dilakukan analisis sensitivitas, maka diperlukan adanya properti baru yang dapat mengkarakterisasi litologi batuan, misalnya log. Oleh sebab itu, dibuat suatu pseud-litologi log untuk dapat mengetahui perbedaan karakteristik dari batu pasir dan batu lempung. Pseudo-litologi log tersebut dibuat menggunakan menu *math* dengan rumus berikut:

$$\text{Pseudo-litologi log} = \frac{\text{Gamma Ray} \times \text{Density}}{P - \text{wave}}$$

Pseudo-litologi log yang dibuat diberi nama Qp, yang nantinya dijadikan target pada pembuatan *single-attribute*. Berikut hasil pseudo-litologi pada kelima sumur:



Gambar 3.31 Pseudo-litologi Well 7, 9, 10, 15, 18

Dari pseudo-litologi log di lima sumur dapat diketahui bahwa batu pasir memiliki karakter litologi bernilai rendah dan batu lempung

memiliki karakter litologi bernilai tinggi. Berdasarkan gambar 3.40 dapat diketahui bahwa kelima sumur didominasi batu pasir berimpedansi tinggi. Log buatan (pseudo-litologi) log yang diberi nama Qp ini kemudian dijadikan target dalam pengolahan single atribut. Terdapat 24 atribut yang tersedia. Ke-24 atribut tersebut terdiri dari 1 data *raw seismic* atau data seismik asli dan 23 macam atribut, antara lain:

Tabel 3.4 Macam-macam Atribut

Attribute
Raw Seismic
Amplitude Envelope
Amplitude Weighted Cosine Phase
Amplitude Weighted Frequency
Amplitude Weighted Phase
Average Frequency
Apparent Polarity
Cosine Instantaneous Phase
Derivative
Derivative Instantaneous Amplitude
Dominant Frequency
Filter 5/10-15/20
Filter 15/20-25/30
Filter 25/30-35/40
Filter 35/40-45/50
Filter 45/50-55/60
Filter 55/60-65/70
Instantaneous Frequency
Instantaneous Phase
Integrate
Integrated Absolute Amplitude
Quadrature Trace
Second Derivative
Second Derivative Instantaneous Amplitude

Dari 24 macam atribut yang ada, dilakukan korelasi dengan pseudo-litologi log pada kelima sumur. Korelasi antara 24 macam atribut

dengan pseudo-litologi log pada well 7 memberikan hasil sebagai berikut:

Tabel 3.5 Korelasi Atribut dengan Pseudo-litologi log Well 7

Attribute	Error	Correlation	Abs. Corr	P/N
Raw Seismic	0.044971	-0.335653	0.335653	N
Amplitude Envelope	0.047659	0.058232	0.058232	P
Amplitude Weighted Cosine Phase	0.044969	-0.335750	0.335750	N
Amplitude Weighted Frequency	0.047645	0.063148	0.063148	P
Amplitude Weighted Phase	0.047400	-0.119181	0.119181	N
Average Frequency	0.047562	-0.086450	0.086450	N
Apparent Polarity	0.047715	-0.032681	0.032681	N
Cosine Instantaneous Phase	0.045573	-0.297916	0.297916	N
Derivative	0.047726	0.024715	0.024715	P
Derivative Instantaneous Amplitude	0.046280	0.245436	0.245436	P
Dominant Frequency	0.047739	-0.007862	0.007862	N
Filter 5/10-15/20	0.045775	-0.283962	0.283962	N
Filter 15/20-25/30	0.046786	-0.199002	0.199002	N
Filter 25/30-35/40	0.047501	0.100099	0.100099	P
Filter 35/40-45/50	0.046522	-0.224454	0.224454	N
Filter 45/50-55/60	0.044660	-0.353399	0.353399	N
Filter 55/60-65/70	0.047546	-0.090030	0.090030	N
Instantaneous Frequency	0.047581	-0.081539	0.081539	N
Instantaneous Phase	0.047686	-0.047865	0.047865	N
Integrate	0.046212	-0.251033	0.251033	N
Integrated Absolute Amplitude	0.047644	0.063458	0.063458	P
Quadrature Trace	0.047216	-0.147777	0.147777	N
Second Derivative	0.045404	0.309023	0.309023	P
Second Derivative Instantaneous Amplitude	0.047149	0.156890	0.156890	P

Dari tabel 3.5 dapat diketahui bahwa terdapat delapan macam atribut berkorelasi positif dan 16 macam atribut berkorelasi negatif. Lalu korelasi 24 macam atribut dengan pseudo-litologi log well 9 terlihat pada tabel berikut:

Tabel 3.6 Korelasi Atribut dengan Pseudo-litologi log Well 9

Attribute	Error	Correlation	Abs. Corr	P/N
Raw Seismic	0.049312	0.003519	0.003519	P
Amplitude Envelope	0.048814	0.141899	0.141899	P
Amplitude Weighted Cosine Phase	0.049312	0.003719	0.003719	P
Amplitude Weighted Frequency	0.049149	0.081447	0.081447	P
Amplitude Weighted Phase	0.049225	-0.059627	0.059627	N
Average Frequency	0.049295	0.026952	0.026952	P
Apparent Polarity	0.049281	0.035805	0.035805	P
Cosine Instantaneous Phase	0.049117	0.088854	0.088854	P
Derivative	0.049286	0.033051	0.033051	P
Derivative Instantaneous Amplitude	0.048676	0.160117	0.160117	P
Dominant Frequency	0.049308	0.013133	0.013133	P
Filter 5/10-15/20	0.048601	0.169215	0.169215	P
Filter 15/20-25/30	0.049304	0.018809	0.018809	P
Filter 25/30-35/40	0.049071	0.098815	0.098815	P
Filter 35/40-45/50	0.048853	-0.136261	0.136261	N
Filter 45/50-55/60	0.049285	-0.033357	0.033357	N
Filter 55/60-65/70	0.048772	-0.147610	0.147610	N
Instantaneous Frequency	0.049170	-0.076042	0.076042	N
Instantaneous Phase	0.049135	-0.084687	0.084687	N
Integrate	0.048984	-0.115256	0.115256	N
Integrated Absolute Amplitude	0.049270	-0.041567	0.041567	N
Quadrature Trace	0.049160	-0.078487	0.078487	N
Second Derivative	0.049193	0.069452	0.069452	P
Second Derivative Instantaneous Amplitude	0.048596	-0.169838	0.169838	N

Dari tabel di atas dapat diketahui bahwa terdapat 14 atribut berkorelasi positif dan 10 atribut berkorelasi negatif. Kemudian tabel berikut menjelaskan korelasi pada well 10:

Tabel 3.7 Korelasi Atribut dengan Pseudo-litologi log Well 10

Attribute	Error	Correlation	Abs. Corr	P/N
Raw Seismic	0.032823	-0.117069	0.117069	N
Amplitude Envelope	0.033022	-0.041335	0.041335	N
Amplitude Weighted Cosine Phase	0.032825	-0.116629	0.116629	N
Amplitude Weighted Frequency	0.033050	-0.001602	0.001602	N
Amplitude Weighted Phase	0.032891	-0.098138	0.098138	N
Average Frequency	0.033050	-0.005467	0.005467	N
Apparent Polarity	0.032930	-0.085410	0.085410	N
Cosine Instantaneous Phase	0.033002	-0.054170	0.054170	N
Derivative	0.032991	0.059727	0.059727	P
Derivative Instantaneous Amplitude	0.032844	-0.111594	0.111594	N
Dominant Frequency	0.033050	0.006164	0.006164	P
Filter 5/10-15/20	0.032640	-0.157105	0.157105	N
Filter 15/20-25/30	0.033041	0.023713	0.023713	P
Filter 25/30-35/40	0.03305	-0.003945	0.003945	N
Filter 35/40-45/50	0.032891	-0.098167	0.098167	N
Filter 45/50-55/60	0.032780	-0.127534	0.127534	N
Filter 55/60-65/70	0.033037	0.027907	0.027907	P
Instantaneous Frequency	0.033041	0.024160	0.024160	P
Instantaneous Phase	0.032922	-0.088107	0.088107	N
Integrate	0.032906	-0.093406	0.093406	N
Integrated Absolute Amplitude	0.033042	0.022695	0.022695	P
Quadrature Trace	0.032798	-0.123411	0.123411	N
Second Derivative	0.032959	0.074151	0.074151	P
Second Derivative Instantaneous Amplitude	0.033029	-0.036167	0.036167	N

Dari tabel di atas maka diketahui bahwa terdapat tujuh atribut berkorelasi positif dan 17 atribut berkorelasi negatif. Tabel selanjutnya menunjukkan korelasi pada well 15:

Tabel 3.8 Korelasi Atribut dengan Pseudo-litologi log Well 15

Attribute	Error	Correlation	Abs. Corr	P/N
Raw Seismic	0.032629	0.088835	0.088835	P
Amplitude Envelope	0.032622	-0.091132	0.091132	N
Amplitude Weighted Cosine Phase	0.032629	0.088596	0.088596	P
Amplitude Weighted Frequency	0.032591	-0.101003	0.101003	N
Amplitude Weighted Phase	0.032680	0.069008	0.069008	P
Average Frequency	0.032758	0.002703	0.002703	P
Apparent Polarity	0.032715	0.051193	0.051193	P
Cosine Instantaneous Phase	0.032711	0.053430	0.053430	P
Derivative	0.032549	-0.112683	0.112683	N
Derivative Instantaneous Amplitude	0.032351	0.157211	0.157211	P
Dominant Frequency	0.032756	0.010096	0.010096	P
Filter 5/10-15/20	0.032638	0.085496	0.085496	P
Filter 15/20-25/30	0.032564	0.108600	0.108600	P
Filter 25/30-35/40	0.032670	0.073359	0.073359	P
Filter 35/40-45/50	0.032707	-0.055610	0.055610	N
Filter 45/50-55/60	0.032715	0.051416	0.051416	P
Filter 55/60-65/70	0.032755	-0.012861	0.012861	N
Instantaneous Frequency	0.032730	-0.041347	0.041347	N
Instantaneous Phase	0.032736	0.036984	0.036984	P
Integrate	0.031636	0.259472	0.259472	P
Integrated Absolute Amplitude	0.032719	-0.048924	0.048924	N
Quadrature Trace	0.032250	0.175489	0.175489	P
Second Derivative	0.032714	-0.051826	0.051826	N
Second Derivative Instantaneous Amplitude	0.032652	0.080297	0.080297	P

Pada tabel 3.8 terlihat korelasi atribut dengan pseudi-litologi log pada well 15 dan menunjukkan adanya 16 atribut berkorelasi positif dan delapan atribut berkorelasi negatif. Selanjutnya korelasi pada well 18 dapat diperhatikan pada tabel berikut ini:

Tabel 3.9 Korelasi Atribut dengan Pseudo-litologi log Well 18

Attribute	Error	Correlation	Abs. Corr	P/N
Raw Seismic	0.039927	0.124452	0.124452	P
Amplitude Envelope	0.040062	-0.093958	0.093958	N
Amplitude Weighted Cosine Phase	0.039927	0.124464	0.124464	P
Amplitude Weighted Frequency	0.040237	0.012994	0.012994	P
Amplitude Weighted Phase	0.038546	-0.287130	0.287130	N
Average Frequency	0.040235	0.016441	0.016441	P
Apparent Polarity	0.038865	-0.259187	0.259187	N
Cosine Instantaneous Phase	0.039957	0.118547	0.118547	P
Derivative	0.038936	0.252510	0.252510	P
Derivative Instantaneous Amplitude	0.040120	-0.077190	0.077190	N
Dominant Frequency	0.040239	-0.006687	0.006687	N
Filter 5/10-15/20	0.040214	0.036068	0.036068	P
Filter 15/20-25/30	0.039943	0.121383	0.121383	P
Filter 25/30-35/40	0.040221	-0.031017	0.031017	N
Filter 35/40-45/50	0.040166	0.060664	0.060664	P
Filter 45/50-55/60	0.040009	0.107050	0.107050	P
Filter 55/60-65/70	0.040230	0.022541	0.022541	P
Instantaneous Frequency	0.039452	0.196901	0.196901	P
Instantaneous Phase	0.039704	-0.162785	0.162785	N
Integrate	0.038553	-0.286565	0.286565	N
Integrated Absolute Amplitude	0.040229	-0.023688	0.023688	N
Quadrature Trace	0.038409	-0.298198	0.298198	N
Second Derivative	0.040240	0.002979	0.002979	P
Second Derivative Instantaneous Amplitude	0.040239	-0.008385	0.008385	N

Pada tabel di atas terlihat bahwa terdapat 13 atribut berkorelasi positif dan 11 atribut berkorelasi negatif. Dari korelasi yang telah dilakukan, maka dapat dikelompokkan atribut mana saja yang bernilai positif maupun negatif. Setiap atribut pada setiap sumur diberi tanda P untuk korelasi bernilai positif dan N untuk korelasi bernilai negatif. Kemudian korelasi-korelasi tersebut disatukan untuk dilihat konsistensi atributnya. Atribut yang konsisten pada kelima sumur yang kemudian digunakan sebagai data input pengolahan multi-atribut. Konsisten yang dimaksud ialah atribut yang berkorelasi positif pada kelima sumur ataupun yang berkorelasi negatif pada kelima sumur. Gabungan korelasi antara 24 macam atribut dengan pseudo-litologi log tiap sumur digambarkan pada tabel berikut:

Tabel 3.10 Korelasi 24 Macam Atribut dengan Semua Sumur

Attribute	Well 7				Well 9			
	Error	Correlation	Abs Corr	P/N	Error	Correlation	Abs Corr	P/N
Raw Seismic	0.044071	-0.335603	0.335603	N	0.049812	0.003519	0.003519	P
Amplitude Envelope	0.047659	0.058232	0.058232	P	0.048814	0.141899	0.141899	P
Amplitude Weighted Cosine Phase	0.044969	-0.335750	0.335750	N	0.049812	0.003719	0.003719	P
Amplitude Weighted Frequency	0.047645	0.063148	0.063148	P	0.049149	0.081447	0.081447	P
Amplitude Weighted Phase	0.047400	-0.119181	0.119181	N	0.049225	-0.059627	0.059627	N
Average Frequency	0.047562	-0.086450	0.086450	N	0.049295	0.026952	0.026952	P
Apparent Polarity	0.047715	-0.032681	0.032681	N	0.049281	0.036805	0.036805	P
Cosine Instantaneous Phase	0.045573	0.297916	0.297916	N	0.049117	0.088954	0.088954	P
Derivative	0.047226	0.034715	0.034715	P	0.049286	0.038551	0.038551	P
Derivative Instantaneous Amplitude	0.046280	0.245436	0.245436	P	0.048676	0.160117	0.160117	P
Dominant Frequency	0.047739	-0.007862	0.007862	N	0.049308	0.013133	0.013133	P
Filter 5/10-15/20	0.045775	-0.283962	0.283962	N	0.048601	0.169215	0.169215	P
Filter 15/20-25/30	0.046786	-0.199002	0.199002	N	0.049304	0.018809	0.018809	P
Filter 25/30-35/40	0.047501	0.100099	0.100099	P	0.049071	0.088815	0.088815	P
Filter 35/40-45/50	0.046522	-0.224454	0.224454	N	0.048853	-0.136261	0.136261	N
Filter 45/50-55/60	0.044660	-0.353399	0.353399	N	0.049285	-0.033357	0.033357	N
Filter 55/60-65/70	0.047546	-0.290260	0.290260	N	0.048772	-0.147610	0.147610	N
Instantaneous Frequency	0.047581	-0.081539	0.081539	N	0.049170	-0.076042	0.076042	N
Instantaneous Phase	0.047686	-0.047865	0.047865	N	0.049135	-0.084687	0.084687	N
Integrate	0.046212	-0.251033	0.251033	N	0.048984	-0.115256	0.115256	N
Integrated Absolute Amplitude	0.047644	0.063458	0.063458	P	0.049270	-0.041567	0.041567	N
Quadrature Trace	0.047216	-0.147777	0.147777	N	0.049160	-0.078487	0.078487	N
Second Derivative	0.045404	0.309023	0.309023	P	0.049139	0.069452	0.069452	P
Second Derivative Instantaneous Amplitude	0.047149	0.156890	0.156890	P	0.048596	-0.169838	0.169838	N

Attribute	Well 30				Well 35				Well 38			
	Error	Correlation	Abs Corr	P/N	Error	Correlation	Abs Corr	P/N	Error	Correlation	Abs Corr	P/N
Raw Seismic	0.032823	-0.117959	0.117959	N	0.032629	0.088855	0.088855	P	0.039927	0.124452	0.124452	N
Amplitude Envelope	0.038027	-0.081195	0.081195	N	0.032627	-0.091132	0.091132	N	0.049943	-0.099904	0.099904	N
Amplitude Weighted Cosine Phase	0.032825	-0.116629	0.116629	N	0.032629	0.088996	0.088996	P	0.039927	0.124464	0.124464	P
Amplitude Weighted Frequency	0.033050	-0.001602	0.001602	N	0.032591	-0.107003	0.107003	N	0.040237	0.017994	0.017994	N
Amplitude Weighted Phase	0.033881	-0.098138	0.098138	N	0.032680	0.089808	0.089808	P	0.039546	-0.187130	0.187130	N
Average Frequency	0.033050	-0.005467	0.005467	N	0.032758	0.002703	0.002703	P	0.040235	0.016461	0.016461	P
Apparent Polarity	0.032936	-0.085430	0.085430	N	0.032715	0.052193	0.052193	P	0.039885	-0.239187	0.239187	N
Cosine Instantaneous Phase	0.033002	-0.054176	0.054176	N	0.032711	0.053430	0.053430	P	0.039957	0.118547	0.118547	P
Derivative	0.032951	0.059717	0.059717	P	0.032649	-0.112683	0.112683	N	0.039896	0.252020	0.252020	N
Derivative Instantaneous Amplitude	0.032844	-0.111594	0.111594	N	0.032751	0.157211	0.157211	P	0.040230	-0.077590	0.077590	N
Dominant Frequency	0.033050	0.006164	0.006164	P	0.032756	0.030296	0.030296	P	0.040239	-0.006687	0.006687	N
Filter 5/10-15/20	0.033640	-0.157305	0.157305	N	0.032638	0.085496	0.085496	P	0.040214	0.039468	0.039468	P
Filter 15/20-25/30	0.033041	0.023713	0.023713	P	0.032664	0.308000	0.308000	P	0.039943	0.121381	0.121381	P
Filter 25/30-35/40	0.033035	-0.003945	0.003945	N	0.032670	0.073359	0.073359	P	0.040221	-0.030307	0.030307	N
Filter 35/40-45/50	0.033881	-0.098167	0.098167	N	0.032767	-0.053602	0.053602	N	0.040266	0.006664	0.006664	N
Filter 45/50-55/60	0.032780	-0.127534	0.127534	N	0.032715	0.053416	0.053416	P	0.040009	0.107950	0.107950	P
Filter 55/60-65/70	0.033037	0.027907	0.027907	P	0.032755	-0.022861	0.022861	N	0.040230	0.027541	0.027541	P
Instantaneous Frequency	0.033041	0.034160	0.034160	P	0.032780	-0.041347	0.041347	N	0.039952	0.198901	0.198901	P
Instantaneous Phase	0.032922	-0.088307	0.088307	N	0.032736	0.038984	0.038984	P	0.039764	-0.162785	0.162785	N
Integrate	0.032906	-0.093406	0.093406	N	0.031636	0.259472	0.259472	P	0.039853	0.288665	0.288665	N
Integrated Absolute Amplitude	0.033042	0.022895	0.022895	P	0.032719	-0.048924	0.048924	N	0.040239	-0.025698	0.025698	N
Quadrature Trace	0.032798	-0.123411	0.123411	N	0.032790	0.175489	0.175489	P	0.039829	-0.298108	0.298108	N
Second Derivative	0.032999	0.074151	0.074151	P	0.032714	-0.053826	0.053826	N	0.040240	0.002979	0.002979	P
Second Derivative Instantaneous Amplitude	0.033029	-0.093367	0.093367	N	0.032602	0.080297	0.080297	P	0.040239	0.000885	0.000885	N

Dari korelasi-korelasi di atas maka dapat diketahui bahwa nilai korelasi kelima sumur berada pada kisaran nilai 0.001602 hingga 0.353399. Kemudian dapat pula disimpulkan beberapa atribut berdasarkan konsistensinya, baik yang konsisten berkorelasi positif maupun yang konsisten berkorelasi negatif terhadap semua sumur yang digunakan. Konsistensi atribut dari kelima sumur dapat terlihat dari tabel berikut ini:

Tabel 3.11 Konsistensi Atribut

Konsistensi Attribute
3N 2P
Amplitude Envelope
Apparent Polarity
Filter 45/50-55/60
Filter 55/60-65/70
Instantaneous Frequency
Integrated Absolute Amplitude
Second Derivative Instantaneous Amplitude
4N 1P
Amplitude Weighted Phase
Filter 35/40-45/50
Instantaneous Phase
Integrate
Quadrature Trace
3P 2N
Raw Seismic
Amplitude Weighted Cosine Phase
Amplitude Weighted Frequency
Average Frequency
Cosine Instantaneous Phase
Derivative Instantaneous Amplitude
Dominant Frequency
Filter 5/10-15/20
Filter 25/30-35/40
4P 1N
Derivative
Filter 15/20-25/30
Second Derivative

Dari tabel di atas maka dapat disimpulkan bahwa tidak ada atribut yang benar-benar konsisten terhadap kelima sumur, baik itu konsisten berkorelasi positif maupun konsisten berkorelasi negatif. Hal ini menyebabkan pemilihan atribut yang akan menjadi data input pada pengolahan multi-atribut hanya berdasarkan macam atribut yang konsisten terhadap empat sumur (paling mendekati konsisten terhadap kelima sumur). Dari ke-24 macam atribut yang telah dianalisis, maka diperoleh delapan macam atribut yang konsisten terhadap empat dari lima sumur yang digunakan. Delapan macam atribut ini terdiri dari lima macam atribut yang konsisten berkorelasi negatif pada empat sumur dan positif pada satu sumur (4N 1P) serta tiga macam atribut yang konsisten berkorelasi positif pada empat

sumur dan negatif pada satu sumur (4P 1N). Lima macam atribut dengan tanda 4N 1P tersebut antara lain:

1. Amplitude Weighted Phase
2. Filter 35/40-45/50
3. Instantaneous Phase
4. Integrate
5. Quadrature Trace

Sedangkan tiga macam atribut dengan tanda 4P 1N antara lain:

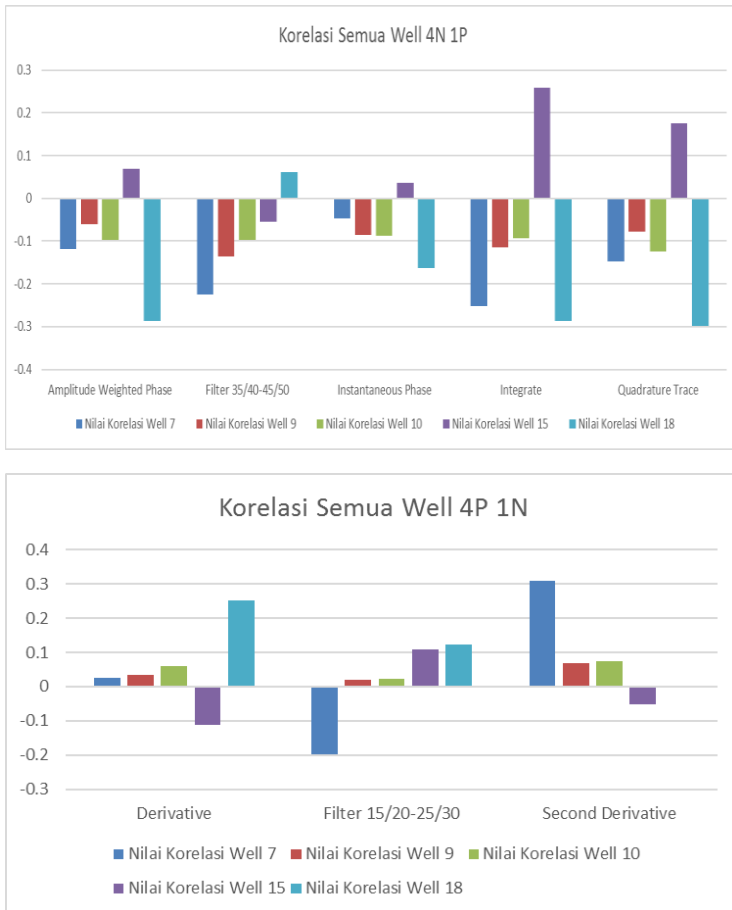
1. Derivative
2. Filter 15/20-25/30
3. Second Derivative

Dari delapan macam atribut yang dianggap konsisten tersebut kemudian dibuat tabel nilai korelasi pada semua sumur seperti berikut:

Tabel 3.12 Nilai Korelasi Atribut Konsisten

Attribute	Nilai Korelasi				
	Well 7	Well 9	Well 10	Well 15	Well 18
Amplitude Weighted Phase	-0.119181	-0.059627	-0.098138	0.069008	-0.287130
Filter 35/40-45/50	-0.224454	-0.136261	-0.098167	-0.055610	0.060664
Instantaneous Phase	-0.047865	-0.084687	-0.088107	0.036984	-0.162785
Integrate	-0.251033	-0.115256	-0.093406	0.259472	-0.286565
Quadrature Trace	-0.147777	-0.078487	-0.123411	0.175489	-0.298198
Derivative	0.024715	0.033051	0.059727	-0.112683	0.252510
Filter 15/20-25/30	-0.199002	0.018809	0.023713	0.108600	0.121383
Second Derivative	0.309023	0.069452	0.074151	-0.051826	0.002979

Dari tabel 3.12 kemudian dibuat grafik yang menunjukkan konsistensi delapan macam atribut yang dipilih seperti berikut:

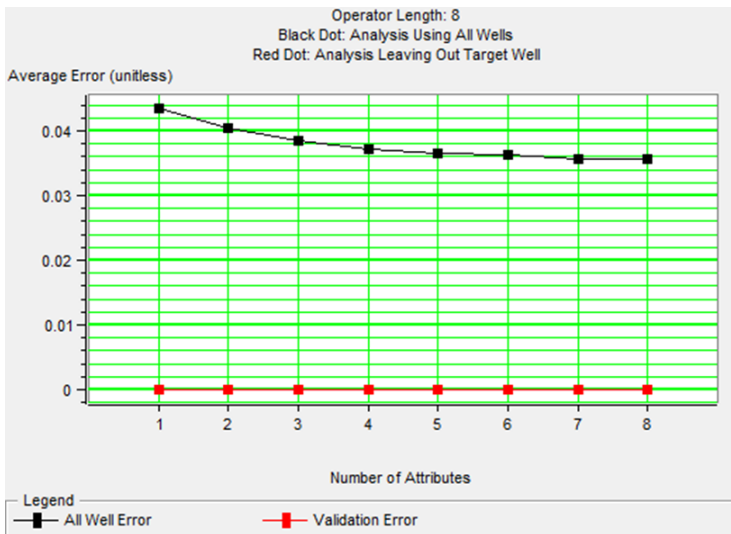


Gambar 3.32 Korelasi Atribut Konsisten dengan Semua Sumur

Delapan macam atribut dengan korelasi yang konsisten terhadap semua tersebut kemudian dijadikan data input pada proses multi-atribut seismik.

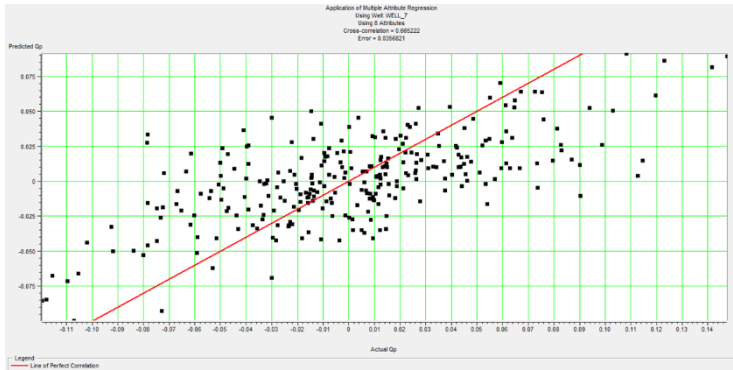
3.3.4 Analisis Multi-Atribut

Setelah diperoleh delapan macam atribut yang konsisten, maka delapan atribut tersebut digunakan dalam data input pada pengolahan multi-atribut. Multi-atribut seismik yang digunakan ialah jenis *step-wise regression* yang dimana ini merupakan salah satu langkah dalam memprediksi properti. Dengan adanya delapan macam atribut yang akan digunakan dalam proses multi-atribut, maka *operator length* yang digunakan juga berjumlah delapan. Gambar berikut menunjukkan hasil multi-atribut pada well 7:



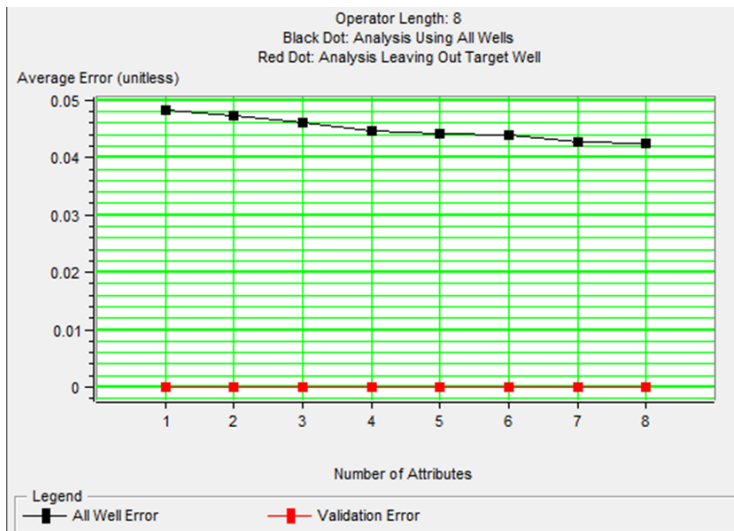
Gambar 3.33 Analisis Transformasi Multi-Atribut Seismik Well 7

Analisis di atas dilakukan pada well 7 yang kemudian hasilnya dapat dilihat pada crossplot antara nilai properti yang diprediksi dengan nilai properti yang asli seperti berikut:



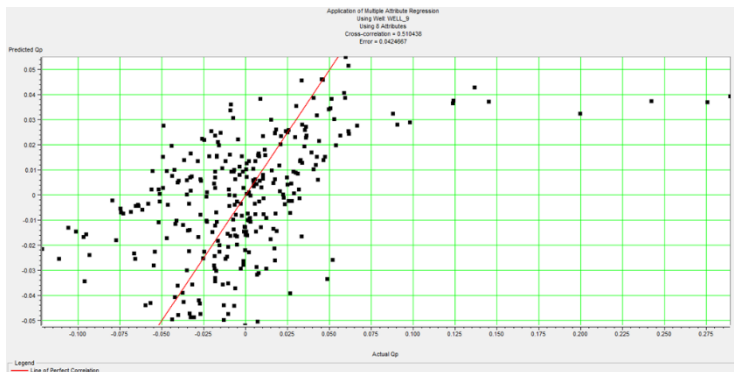
Gambar 3.34 Korelasi Properti Terprediksi dengan Properti Asli Well 7

Dari gambar di atas dapat diketahui bahwa nilai korelasi antara properti yang diprediksi dengan properti asli pada well 7 ialah 0.665222 dengan nilai error sebesar 0.0356821. Hal yang sama diberlakukan pada well 9, 10, 15, dan 18. Hasil multi-atribut pada well 9 ialah sebagai berikut:



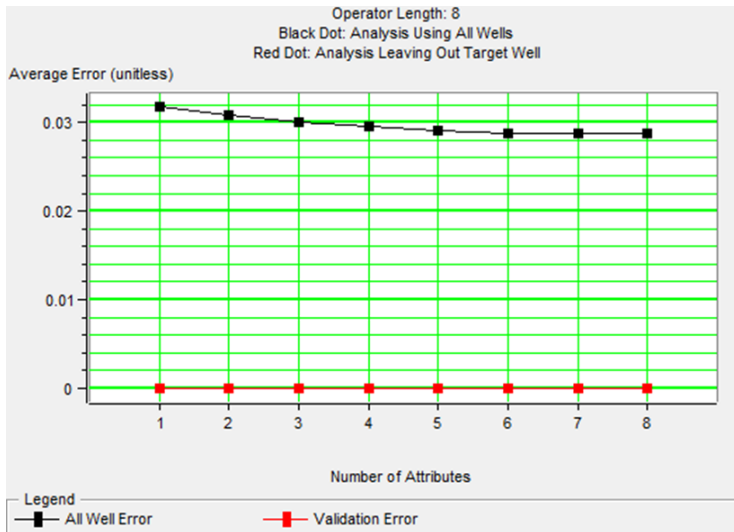
Gambar 3.35 Analisis Transformasi Multi-Atribut Seismik Well 9

Dengan hasil crossplot antara properti yang diprediksi dengan properti asli seperti berikut:



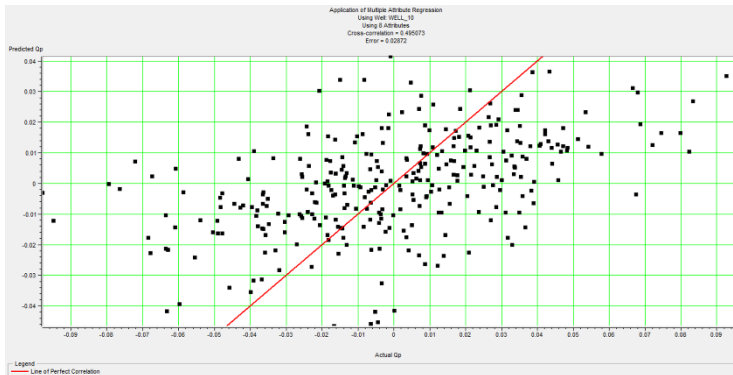
Gambar 3.36 Korelasi Properti Terprediksi dengan Properti Asli Well 9

Dari gambar di atas dapat diketahui bahwa nilai korelasi antara properti yang diprediksi dengan properti asli pada well 9 ialah 0.510438 dengan nilai error sebesar 0.0424667. Kemudian hasil multi-atribut pada well 10 menggunakan delapan atribut ialah sebagai berikut:



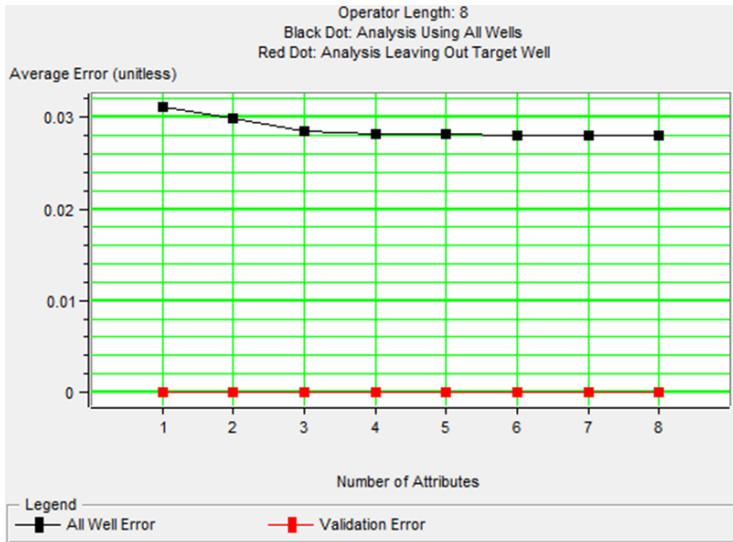
Gambar 3.37 Analisis Transformasi Multi-Atribut Seismik Well 10

Dengan hasil crossplot antara properti yang diprediksi dengan properti asli seperti berikut:



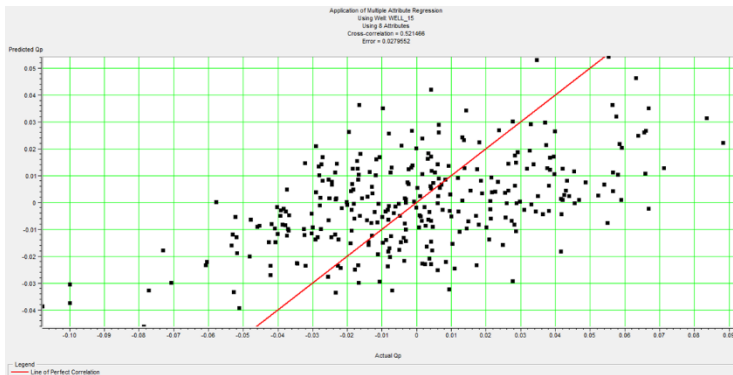
Gambar 3.38 Korelasi Properti Terprediksi dengan Properti Asli Well 10

Dari gambar 3.46 dan 3.47 diperoleh nilai korelasi antara properti yang diprediksi dengan properti asli pada well 10 ialah 0.495073 dengan nilai error sebesar 0.02872. Selanjutnya pada well 15 diperoleh hasil multi-atribut sebagai berikut:



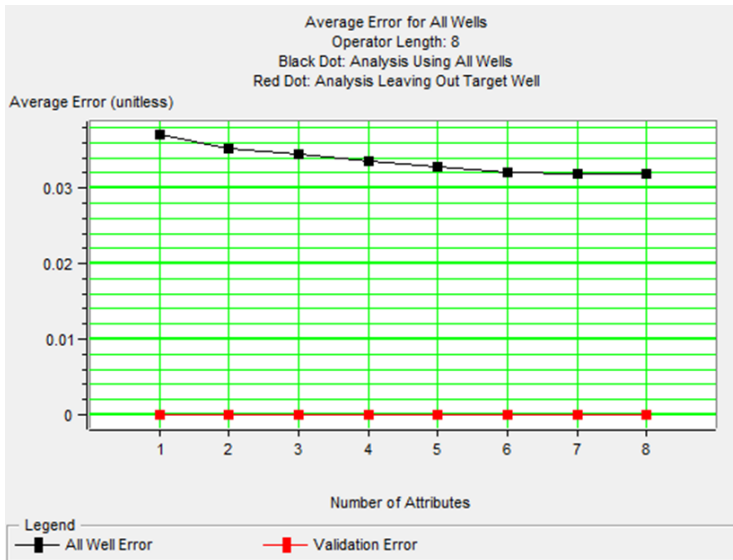
Gambar 3.39 Analisis Transformasi Multi-Atribut Seismik Well 15

Dengan hasil crossplot antara properti yang diprediksi dengan properti asli seperti berikut:



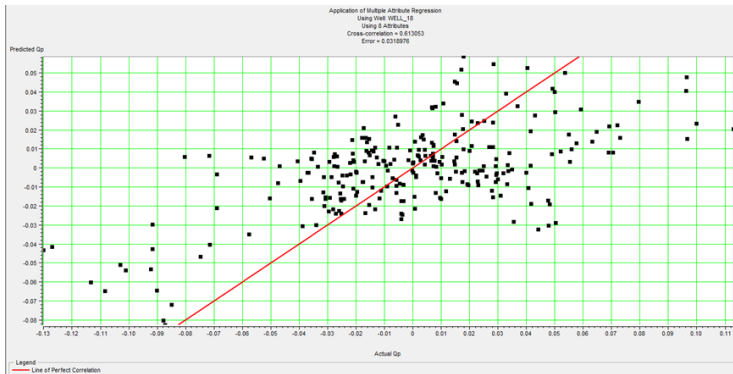
Gambar 3.40 Korelasi Properti Terprediksi dengan Properti Asli Well 15

Dari dua gambar di atas diperoleh nilai korelasi antara properti yang diprediksi dengan properti asli pada well 15 ialah 0.521466 dengan nilai error sebesar 0.0279552. Sedangkan pada well 18 sebagai sumur terakhir, diperoleh hasil multi-atribut sebagai berikut:



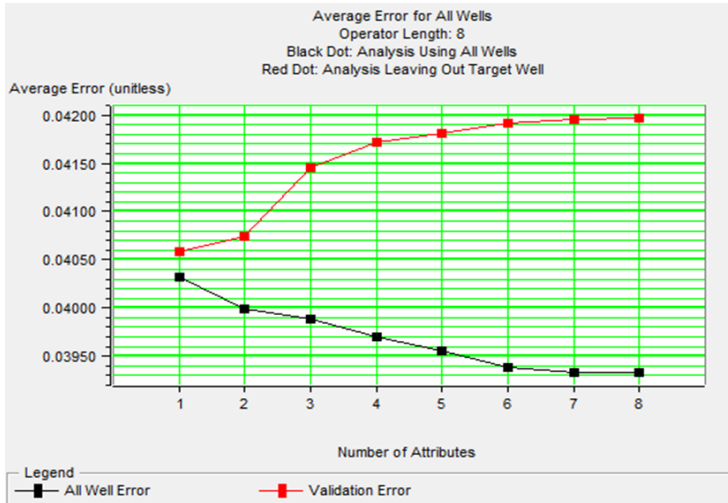
Gambar 3.41 Analisis Transformasi Multi-Atribut Seismik Well 18

Dengan hasil crossplot antara properti yang diprediksi dengan properti asli seperti berikut:

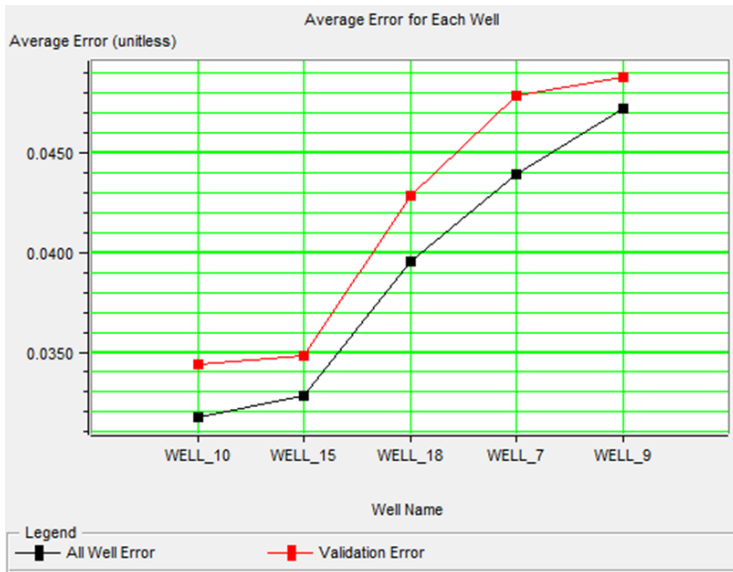


Gambar 3.42 Korelasi Properti Terprediksi dengan Properti Asli Well 18

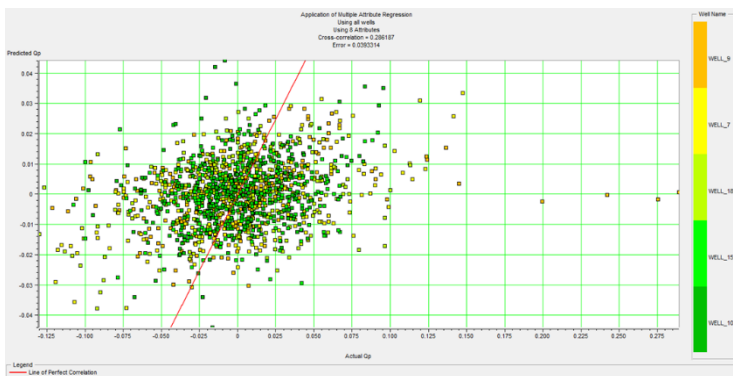
Dari gambar 3.50 dan 3.51 diperoleh nilai korelasi antara properti yang diprediksi dengan properti asli well 18 ialah 0.613053 dengan nilai error 0.0318976. Kemudian gabungan kelima sumur diberikan perlakuan multi-atribut sehingga diperoleh hasil sebagai berikut:



Gambar 3.43 Analisis Transformasi Multi-Atribut Semua Sumur



Gambar 3.44 Nilai Error Rata-Rata Tiap Sumur

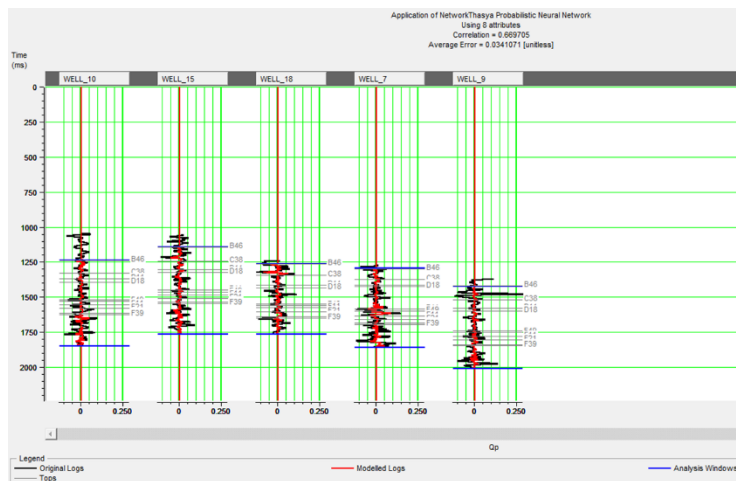


Gambar 3.45 Korelasi Properti Terprediksi dengan Properti Asli Semua Sumur

Dari hasil multi-atribut pada kelima sumur diketahui bahwa prediksi properti memberikan hasil nilai korelasi mencapai 0.286187 dengan nilai error sebesar 0.0393314. Prediksi properti yang dilakukan ini menggunakan pendekatan linier. Dengan nilai korelasi yang belum cukup baik, maka akan dibuat prediksi properti dengan menggunakan pendekatan non-linier, yakni dengan menggunakan metode neural network.

3.3.5 Probabilistic Neural Network

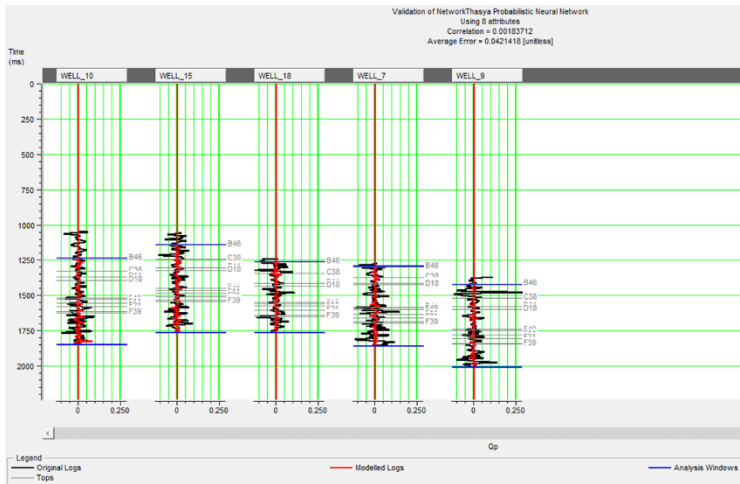
Setelah dilakukan prediksi properti menggunakan multi-atribut seismik, maka pada tahap selanjutnya dilakukan prediksi properti menggunakan probabilistic neural network (PNN). Dari data yang telah diolah menggunakan multi-atribut, dilakukan *training* PNN. Setelah diberi perlakuan ‘train neural network’ dengan transformasi multi-atribut maka diperoleh hasil sebagai berikut:



Gambar 3.46 *Training* Probabilistic Neural Network

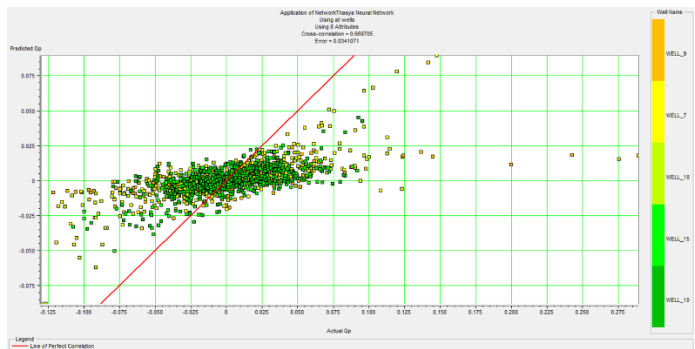
Dari proses *training* PNN maka dihasilkan nilai korelasi sebesar 0.669705 dan error sebesar 0.0341071, dimana nilai korelasi ini lebih besar daripada nilai korelasi ketika diberi perlakuan analisis multi-

atribut. Kemudian dilakukan validasi PNN dan memberi hasil seperti berikut:



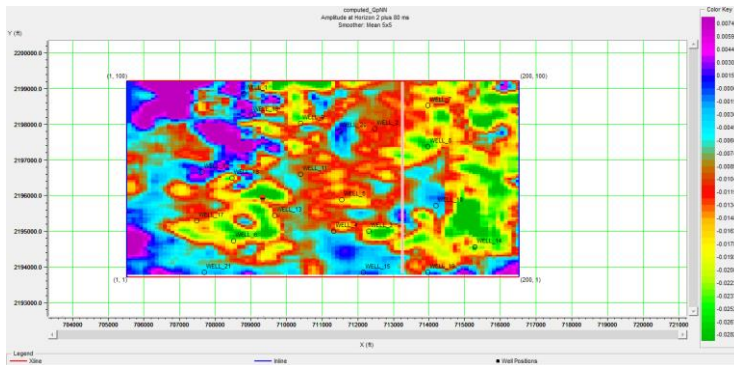
Gambar 3.47 Hasil Validasi Probabilistic Neural Network

Kemudian dibuat crossplot dari hasil PNN seperti berikut:



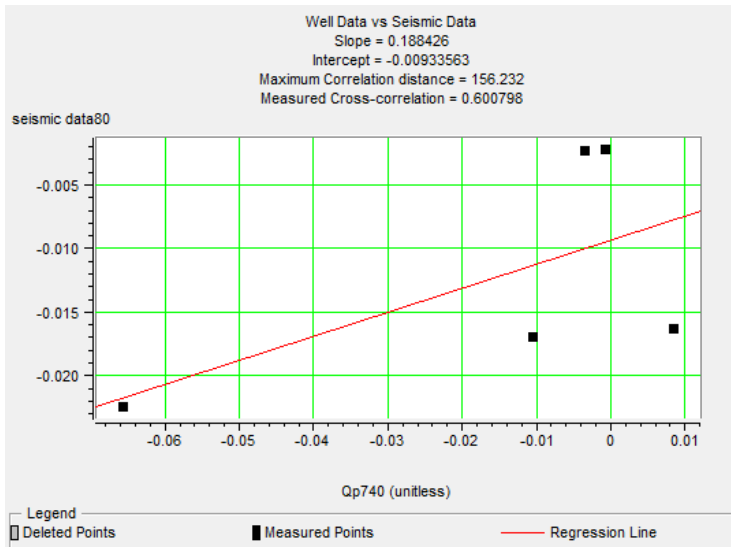
Gambar 3.48 Korelasi Properti Terprediksi dengan Properti Asli PNN Semua Sumur

Setelah diperoleh crossplot pada hasil PNN, maka data tersebut dibentuk peta dan korelasinya. Tahap yang dilakukan adalah sebagai berikut: '*select data → new well data → masukkan kelima sumur → seismic → open seismic → masukkan seismic PNN → create data slice → new seismic data → masukkan slice seismic yang telah dibuat*'. Dipilih dua target masing-masing dari formasi Upper Frio dan Middle Frio untuk dilihat korelasi antara data sumur dengan data seismiknya. Zona target pada salah satu horizon di formasi Upper Frio diperoleh peta sebagai berikut:



Gambar 3.49 Peta Korelasi Data Sumur dengan Data Seismik Formasi Upper Frio

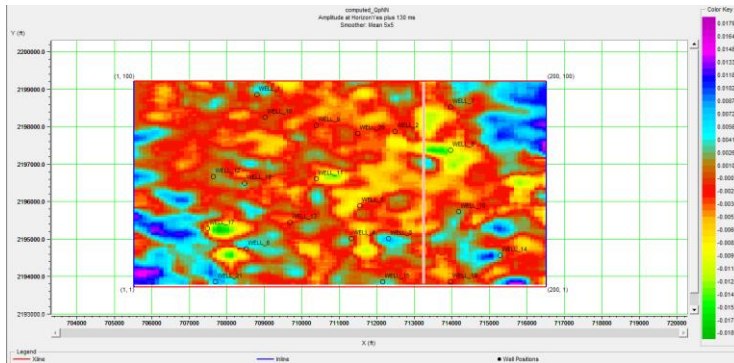
Dari peta tersebut dibuat crossplot untuk mengetahui nilai korelasi antara data sumur dengan data seismik dan diperoleh crossplot sebagai berikut:



Gambar 3.50 Crossplot Data Sumur dengan Data Seismik Formasi Upper Frio

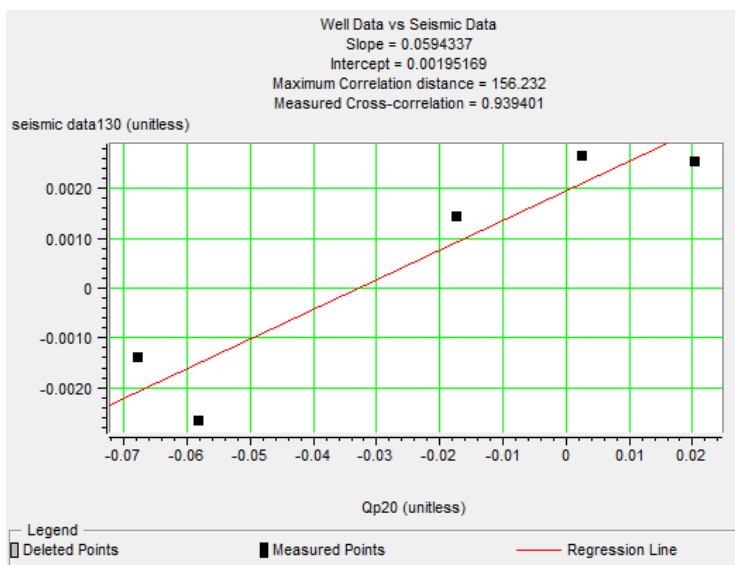
Dari crossplot di atas diperoleh nilai korelasi sebesar 0.600798 antara data sumur dengan data seismik yang digunakan.

Kemudian diberlakukan pula cara yang sama pada fomasi Middle Frio sehingga diperoleh peta seperti ini:



Gambar 3.51 Peta Korelasi Data Sumur dengan Data Seismik Formasi Middle Frio

Dimana bagian yang dilingkari ialah letak kelima sumur yang digunakan. Kemudian dari peta tersebut dibuat crossplot untuk mengetahui nilai korelasi antara data sumur dengan data seismik. Hasil crossplot yang diperoleh ialah sebagai berikut:



Gambar 3.52 Crossplot Data Sumur dengan Data Seismik Formasi Middle Frio

Dari crossplot yang dibuat, dapat diketahui bahwa nilai korelasi antara data sumur dengan data seismik yang diperoleh ialah sebesar 0.939401. Hasil ini terbilang hasil yang baik karena mendekati nilai 1 dimana nilai korelasi yang semakin mendekati nilai 1 maka korelasi yang didapat antara data sumur dan data seismik akan semakin baik.

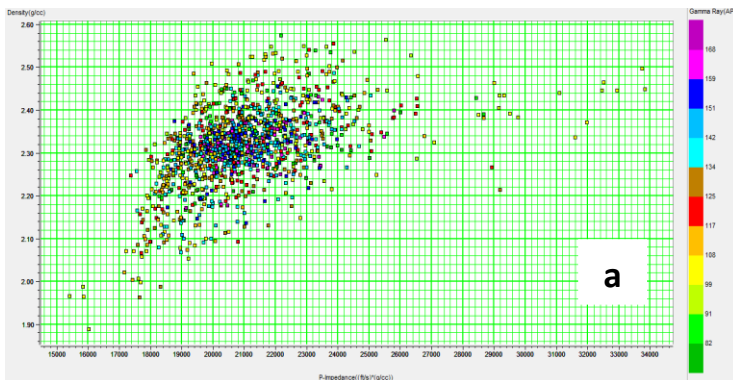
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

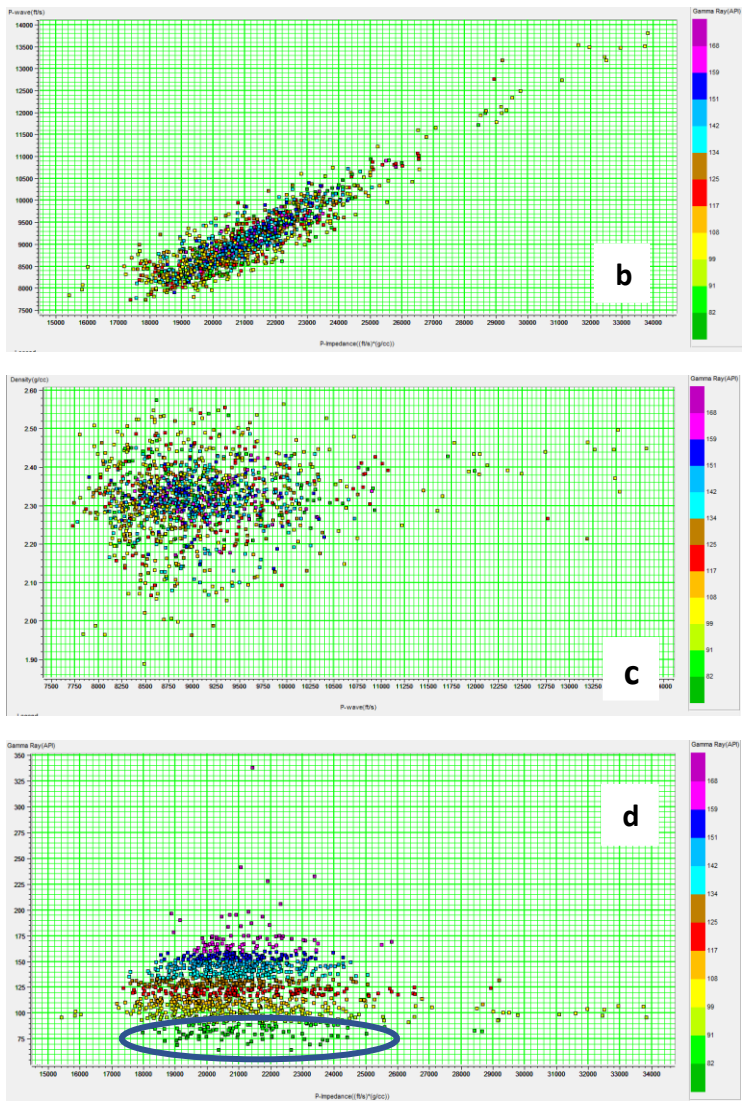
Pengerjaan tugas akhir dilakukan dengan menganalisis lapangan Stratton di daerah Texas Selatan, Amerika Serikat. Judul yang diambil ialah “Identifikasi Persebaran Litologi Reservoir Menggunakan Analisis Multi-atribut Seismik pada Lapangan Stratton, Texas Selatan”.

Interpretasi multi-atribut seismik ini bertujuan untuk mengetahui persebaran litologi pada formasi Frio, khususnya formasi Upper Frio (Frio Atas) dan formasi Middle Frio (Frio Tengah) di daerah Texas Selatan.

4.1 Hasil Analisis Sensitivitas

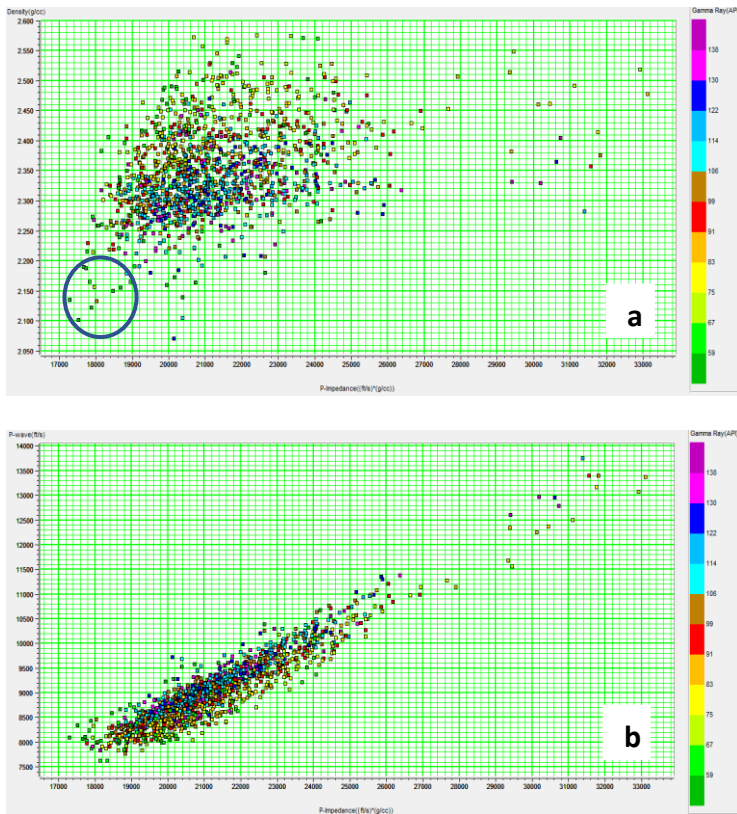
Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengetahui pemisahan litologi pada kelima sumur yang digunakan. Sumur pertama yang dianalisis ialah well 7 seperti berikut:

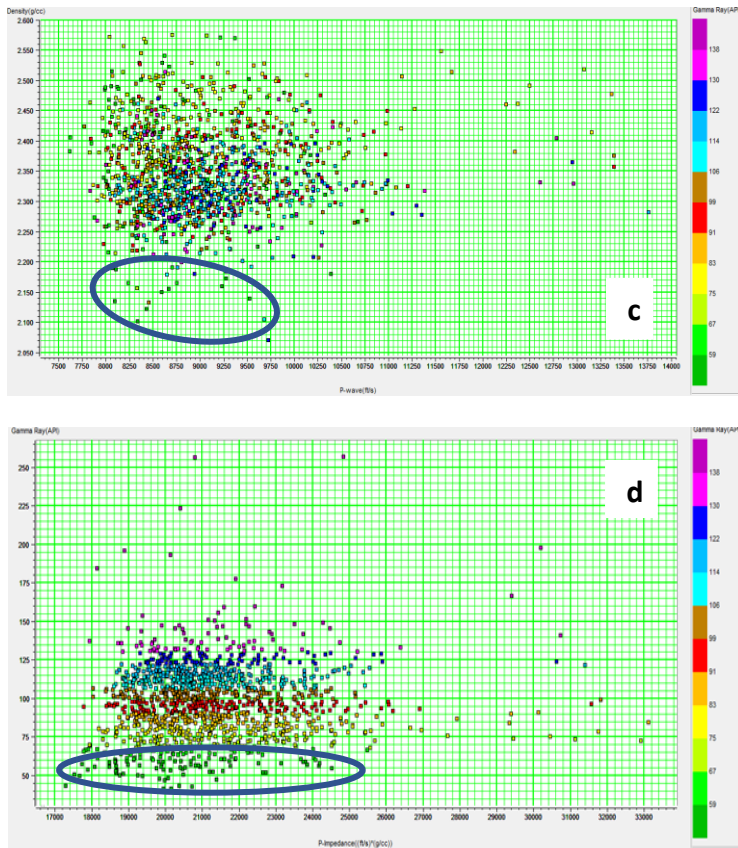




Gambar 4.1 Crossplot pada Well 7

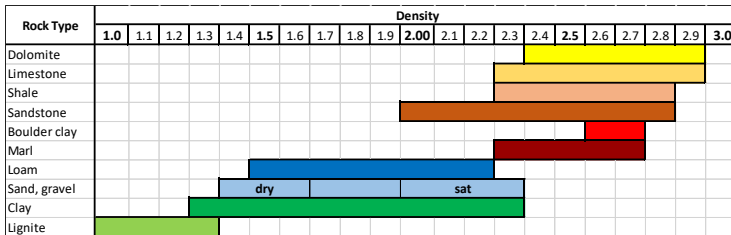
Pada well 7, hanya crossplot antara P-impedance dengan Gamma Ray pada gambar 4.1d yang menunjukkan pemisahan litologi karena pada nilai P-impedance 18000 – 25000 ft/s * g/cc, nilai Gamma Ray yang dikandung rendah sekitar 70 – 91 API (diasumsikan mengandung pasir) dan ditunjukkan dengan sebaran butiran berwarna hijau. Sementara gambar 4.1a, 4.1b, dan 4.1c tidak menunjukkan adanya pemisahan litologi karena butiran seakan menyatu (warna hijau tidak mengumpul di suatu wilayah). Sumur berikutnya adalah well 9 seperti berikut:





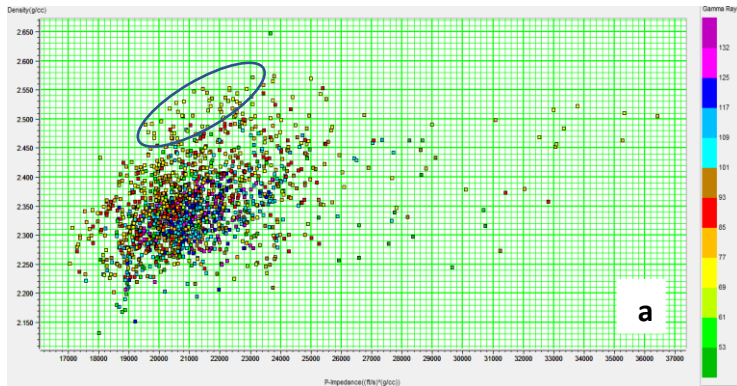
Gambar 4.2 Crossplot pada Well 9

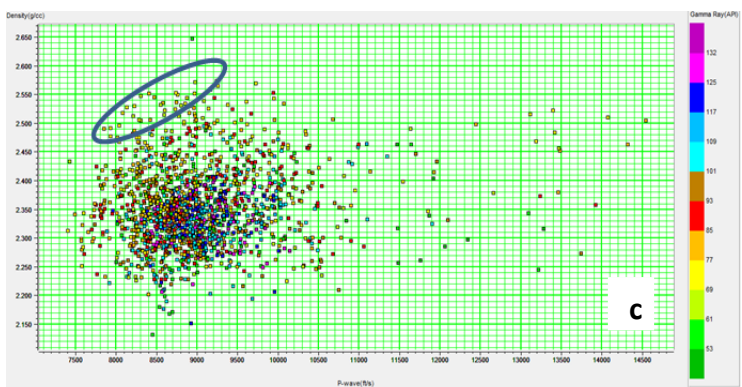
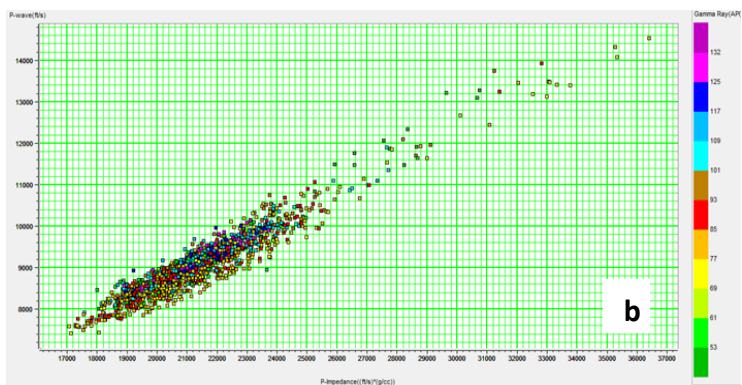
Pada gambar 4.2a ditunjukkan bahwa pada nilai P-impedance 18000 (ft/s) * (g/cc), nilai Density di kisaran 2.100 – 2.200 g/cc, nilai Gamma Raynya rendah (diasumsikan mengandung pasir) dan ditunjukkan dengan adanya butiran hijau yang mengumpul. Dengan nilai Density 2.100 – 2.200 g/cc maka diasumsikan mengandung batuan pasir.

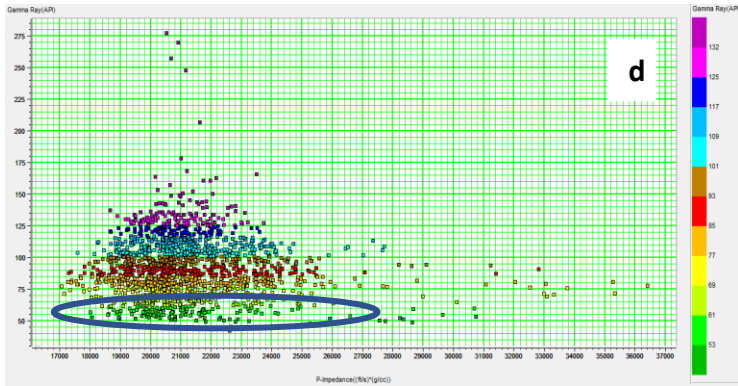


Gambar 4.3 Nilai Densitas Batuan

Sementara pada gambar 4.2c, nilai Gamma ray yang rendah ditunjukkan pada nilai P-wave di kisaran 8000 – 9500 ft/s, densitas 2.100 – 2.200 g/cc, dan terdapat butiran hijau yang mengumpul. Sedangkan pada gambar 4.2d pemisahan litologi jelas terlihat dimana pada Gamma Ray bernilai rendah (51 – 67 API) terlihat nilai P-impedance di kisaran nilai 17200 – 24600 ft/s * g/cc dan terdapat kumpulan butiran hijau yang jelas memisah dari butiran warna lain. Namun pada gambar 4.2b tidak terlihat adanya pemisahan itologi karena tidak ada pemisahan warna butir. Selanjutnya ialah well 10:

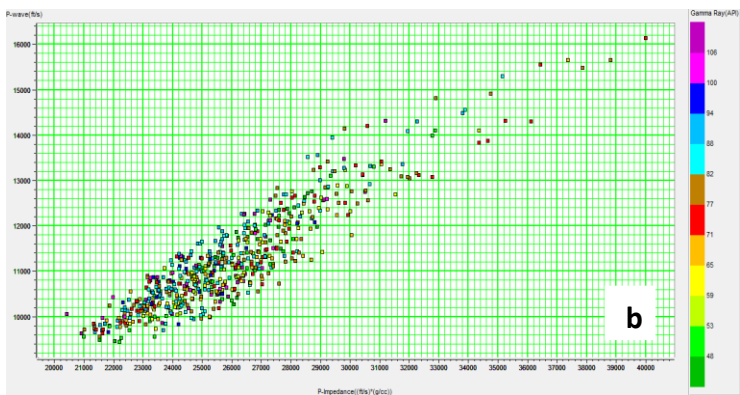
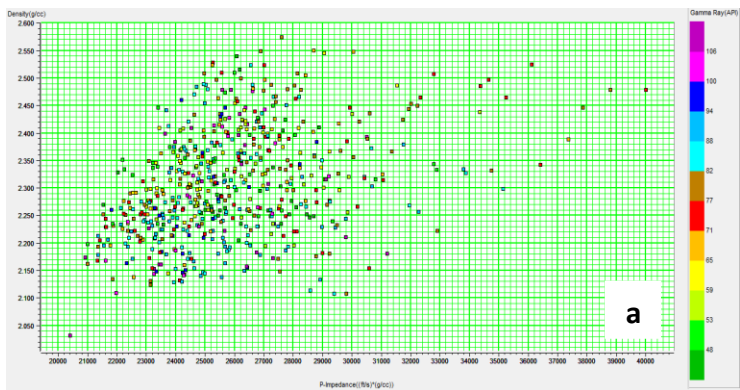


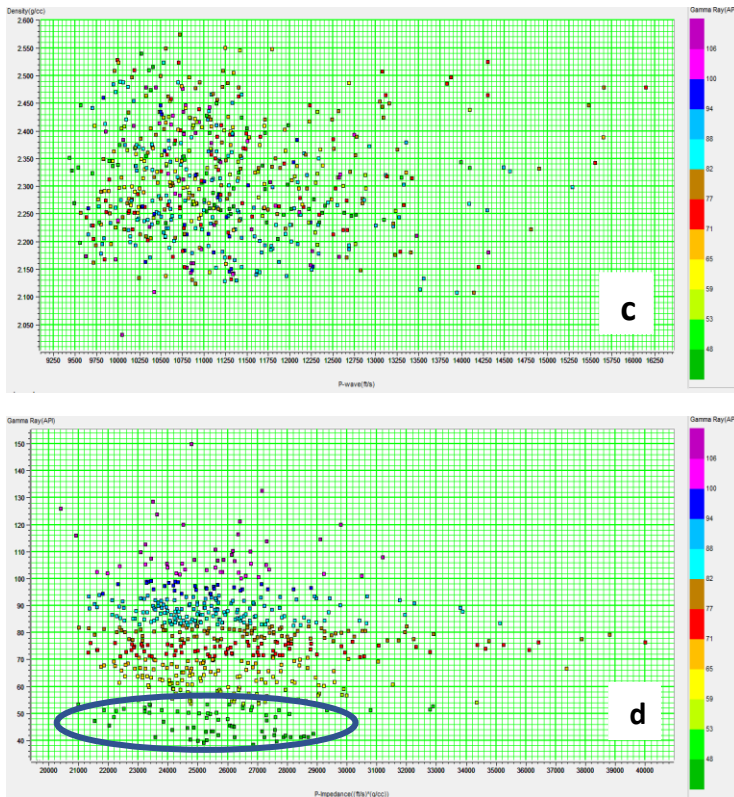




Gambar 4.4 Crossplot pada Well 10

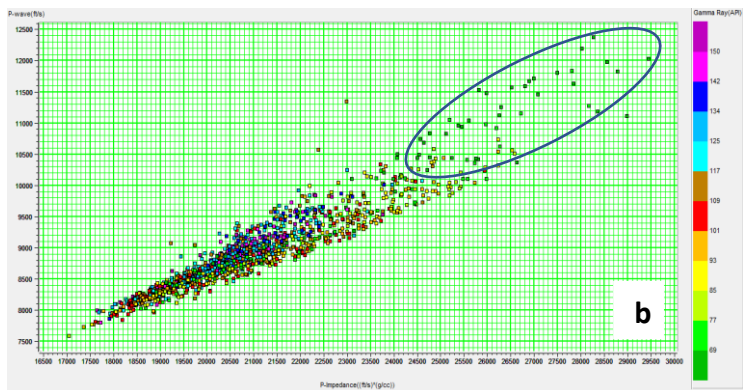
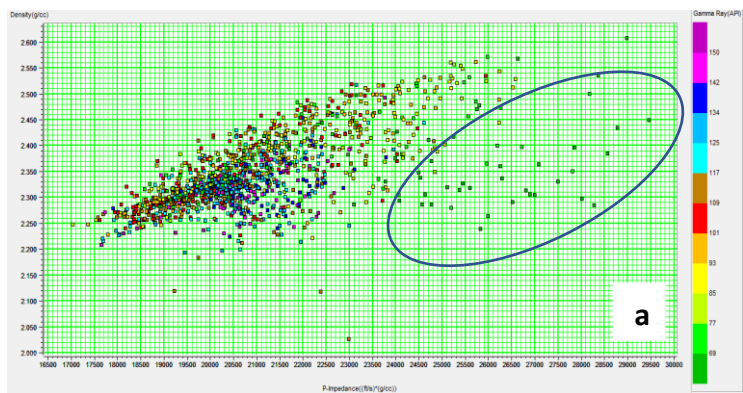
Pada gambar 4.4a ditunjukkan bahwa pada nilai P-impedance 19600 – 23000 (ft/s) * (g/cc), nilai Density 2.470 – 2.570 g/cc, nilai Gamma Raynya rendah. Dengan nilai Density 2.470 – 2.570 g/cc maka diasumsikan mengandung batuan shaly sand. Sementara gambar 4.4c nilai Gamma ray yang rendah ditunjukkan pada nilai P-wave sekitar 7900 – 9000 ft/s dengan nilai densitas 2.470 – 2.570 g/cc. Kemudian pada gambar 4.4d pemisahan litologi terlihat pada nilai gamma ray rendah (50 – 60 API), nilai P-impedance yang ditunjukkan ialah 18000 – 25000 ft/s * g/cc, dan terlihat adanya pemisahan warna butiran dimana butiran berwarna hijau menyatu. Sedangkan pada gambar 4.4b tidak terlihat adanya pemisahan warna butir sehingga tidak menunjukkan adanya pemisahan litologi. Sementara analisis pada well 15 ialah:

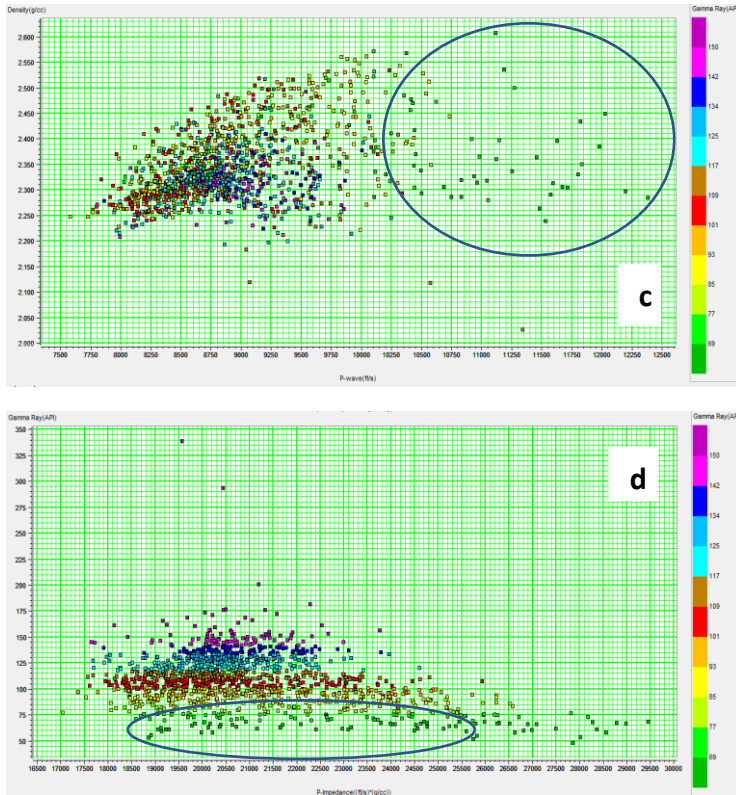




Gambar 4.5 Crossplot pada Well 15

Pada gambar 4.5a, 4.5b, dan 4.5c tidak terlihat adanya pemisahan litologi karena titik sebaran gamma ray selaku *color key* masih tidak merata dan tidak membentuk pemisahan apapun. Sementara pada gambar 4.5d terlihat adanya pemisahan litologi yang sangat jelas. Pada nilai gamma ray rendah (39 – 53 API) diketahui nilai P-impedance berada di kisaran 21000 – 29400 (ft/s) * (g/cc). Kemudian pada well 18 hasil crossplot yang diperoleh adalah sebagai berikut:





Gambar 4.6 Crossplot pada Well 18

Pada gambar 4.6a dapat terlihat bahwa P-impedance bernilai 24000 – 29500 (ft/s) * (g/cc) dengan nilai densitas 2.200 – 2.600 g/cc mengacu pada nilai Gamma Ray yang rendah yakni 61 – 77 API (mengandung pasir) dan ditunjukkan dengan butiran hijau yang menyatu. Dengan nilai densitas 2.200 – 2.600 g/cc diasumsikan batuan mengandung pasir. Kemudian pada gambar 4.6b terlihat pemisahan pada nilai P-impedance 24000 – 29500 (ft/s) * (g/cc) dengan nilai P-wave 10400 – 12400 ft/s karena pada area tersebut diketahui nilai Gamma Ray yang rendah (67 – 77 API) dan terlihat pemisahan butiran berwarna

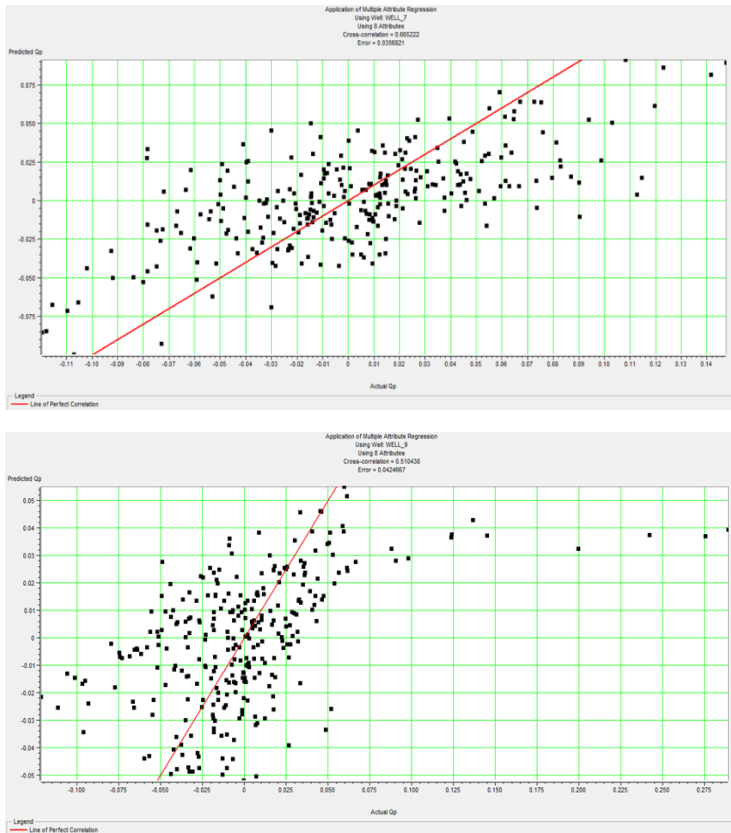
hijau. Lalu pada gambar 4.6c, pemisahan terlihat pada P-wave bernilai 10250 – 12400 ft/s dengan densitas 2.240 – 2.600 g/cc dimana pada area tersebut nilai Gamma ray rendah (67 – 77 API) dengan pemisahan butiran berwarna hijau juga. Sedangkan pada gambar 4.6d terlihat pemisahan pada nilai Gamma Ray rendah, nilai P-impedance berada pada kisaran 18600 – 29500 (ft/s) * (g/cc). Pada gambar 4.6d juga terlihat adanya pemisahan butiran hijau. Oleh sebab itu, pada Well 18 dapat dikatakan keempat log yang ada mampu memisahkan litologi dengan baik dan hal ini memungkinkan data seismik memberi informasi property lapisan dengan Pimpedance cenderung bernilai rendah.

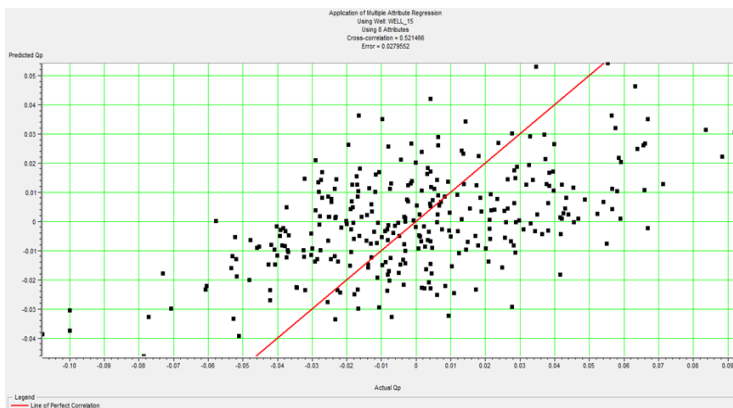
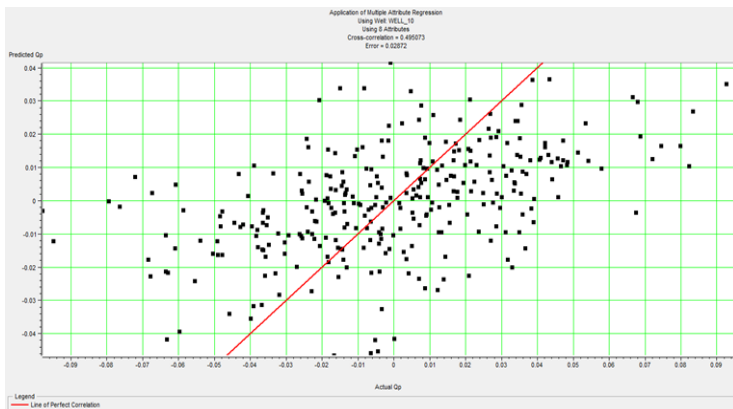
Dari hasil analisis sensitivitas pada kelima sumur, dapat diketahui bahwa litologi batuan pasir memiliki nilai gamma ray rendah, P-impedance tidak mengkarakterisasi litologi batuan secara konsisten pada lima sumur (hasil berbeda-beda di tiap sumur), dan densitas juga tidak konsisten terhadap kelima sumur.

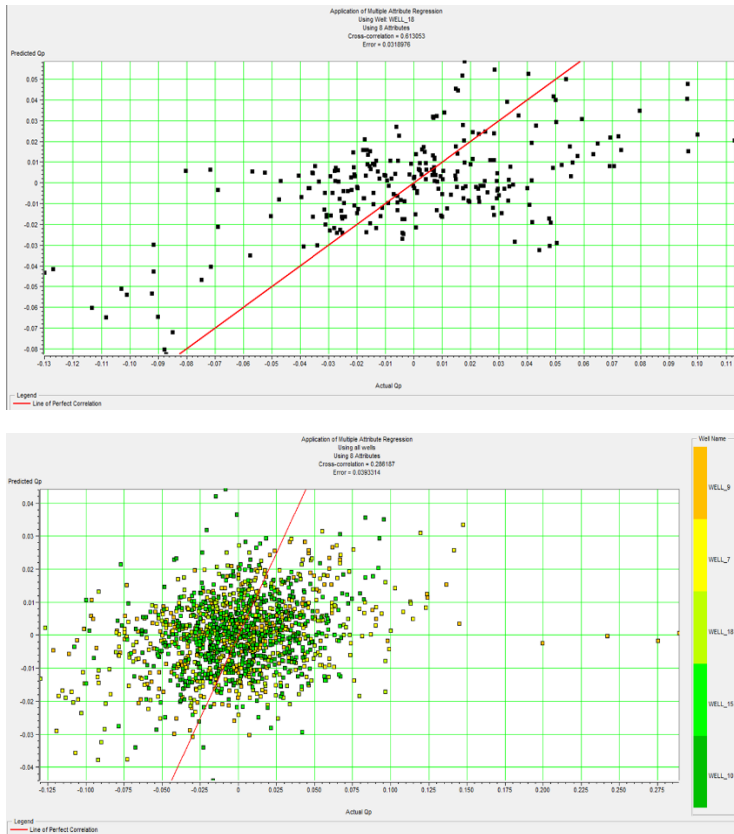
4.2 Prediksi Properti Litologi

Pada penelitian ini dilakukan prediksi properti litologi pada 5 sumur yaitu well 7, 9, 10, 15, dan 18. Prediksi dilakukan dengan metode multi-atribut. Sebelum masuk ke dalam proses multi-atribut, dilakukan proses single-atribut untuk menentukan atribut apa saja yang digunakan dalam proses multi-atribut. Proses single-atribut tidak menggunakan 24 atribut seismik yang tersedia, namun hanya beberapa macam atribut yang dianggap konsisten pada kelima sumur yang nantinya atribut-atribut konsisten tersebut akan menjadi data input pada proses multi-atribut. Target yang dipilih dalam single-atribut ialah target pseudo-litologi log yang diberi nama Qp. Log tersebut dibuat karena tidak ada properti yang berkorelasi baik dengan data P-impedance. Qp sendiri merupakan fungsi log Gamma Ray, Densitas, dan P-wave. Litologi batuan pada 5 sumur yang digunakan dikarakterisasi dengan nilai pseudo-litologi log positif dan negatif. Pseudo-litologi log positif menunjukkan karakter batu lempung dan pseudo-litologi log negatif menunjukkan karakter batu pasir. Dari analisis 24 macam atribut yang dikorelasikan dengan

pseudo-litologi log Qp pada 5 sumur, diperoleh 8 macam atribut yang dianggap konsisten. Atribut-atribut tersebut antara lain Amplitude Weighted Phase, Filter 35/40-45/50, Instantaneous Phase, Integrate, Quadrature Trace, Derivative, Filter 15/20-25/30, dan Second Derivative. Kedelapan atribut tersebut yang digunakan dalam proses multi-atribut. Berdasarkan proses multi-atribut yang dilakukan diperoleh hasil sebagai berikut:

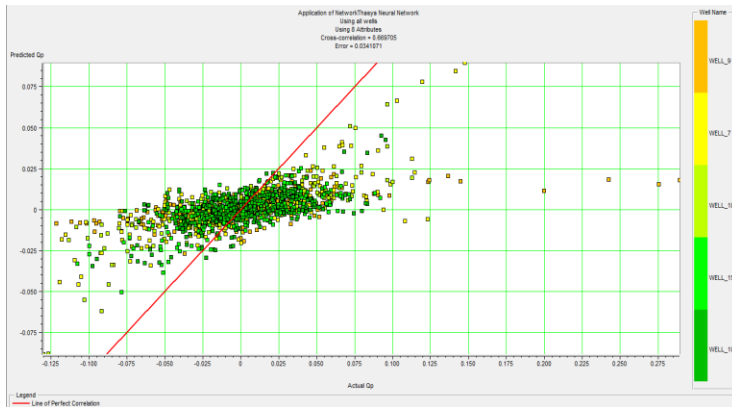






Gambar 4.7 Hasil Multi-Atribut

Dimana nilai korelasi multi-atribut yang diperoleh pada well 7 ialah 0.665222, well 9 sebesar 0.510438, well 10 sebesar 0.495073, well 15 sebesar 0.521466, well 18 sebesar 0.613053 dan dari kelima sumur memiliki nilai korelasi sebesar 0.286187 dengan nilai error sebesar 0.0393314. Kemudian dilakukan pemrosesan metode *Probabilistic Neural Network* (PNN) dan dihasilkan nilai korelasi sebesar 0.669705 dan error sebesar 0.0341071 seperti pada gambar berikut:

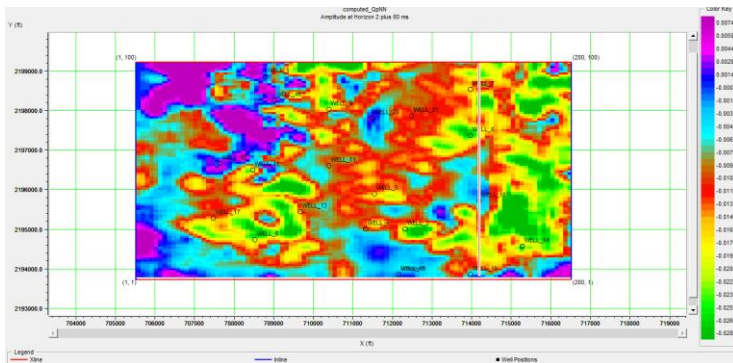


Gambar 4.8 Hasil PNN

4.3 Identifikasi Persebaran Litologi

Dari nilai korelasi yang telah dibentuk menggunakan metode PNN, dibentuk peta yang menunjukkan korelasi antara data seismik dengan data sumur menggunakan pseudo-litologi log yang diolah. Peta ini dibuat untuk mengetahui dan menganalisis bagian formasi yang memiliki kontras tinggi dengan menggunakan informasi dari pseudo-litologi log. Target yang dianalisis ialah 80 ms di bawah Horizon 2 dan 130 ms di bawah HorizonYes.

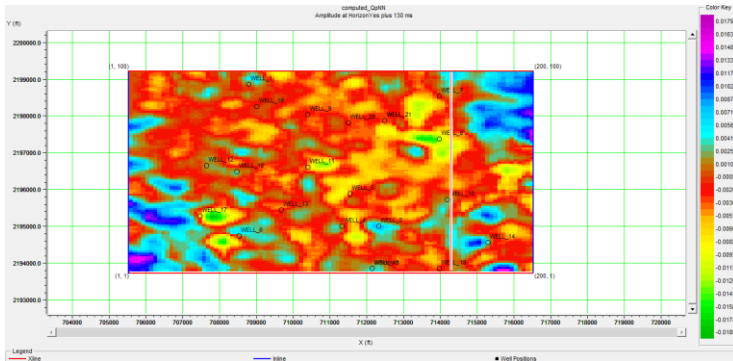
Dari peta yang dibentuk, diperoleh nilai korelasi sebesar 0.600798 pada lapisan 740 ft di atas *welltop* B46 dan 80 ms di bawah Horizon 2. Lapisan ini berada di Formasi Upper Frio dan terlihat pada gambar berikut:



Gambar 4.9 Peta Pseudo-litologi Log pada Horizon2 + 80 ms

Berdasarkan peta *slice* di atas, dengan nilai Q_p yang rendah (bernilai negatif) maka dapat diidentifikasi litologi batuan pasir, sedangkan nilai positif diidentifikasi sebagai litologi batuan lempung. Pada horizon di atas didominasi batuan pasir karena bernilai negatif.

Sementara pada Formasi Middle Frio, diperoleh peta dengan nilai korelasi sebesar 0.939401 pada titik 20 ft di bawah *welltop* F11 dan 130 ms di bawah HorizonYes pada Formasi Middle Frio. Fakta bahwa nilai korelasi yang terbentuk bernilai 0.939401 mengindikasikan kecocokan yang tinggi antara properti sumur dengan data seismik yang digunakan. Berikut merupakan peta yang terbentuk pada HorizonYes + 130 ms:

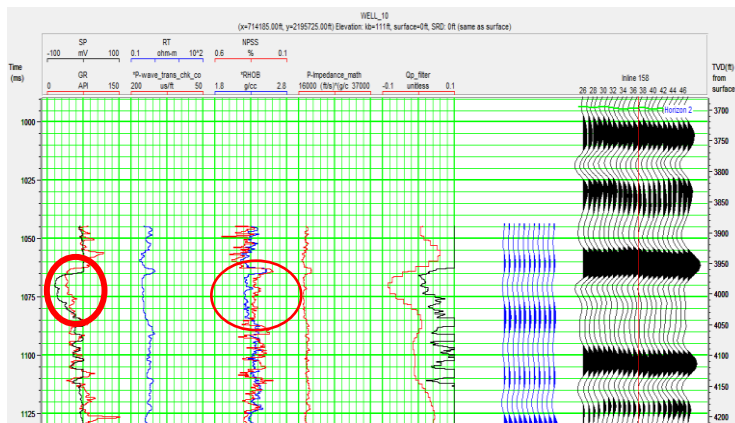


Gambar 4.10 Peta Pseudo-litologi Log pada HorizonYes + 130 ms

Sama seperti peta sebelumnya, peta *slice* di atas menunjukkan adanya sebaran litologi batuan pasir dimana Qp yang teridentifikasi didominasi bernilai negatif dengan adanya pula sebaran batuan lempung pada Qp bernilai positif (berwarna biru dan ungu).

4.4 Interpretasi Geologi

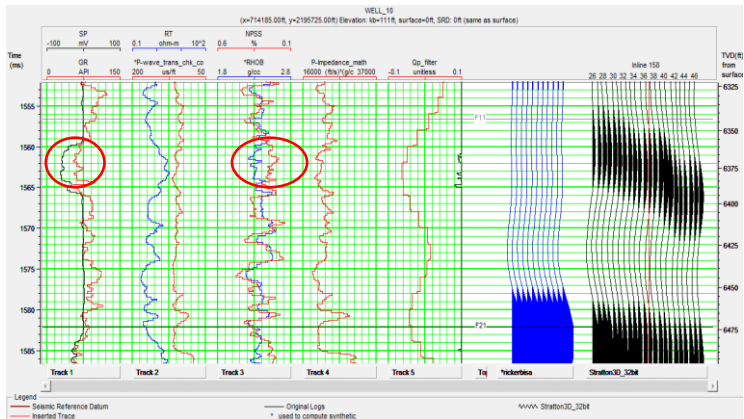
Dari peta pseudo-litologi yang telah dibuat, dapat diketahui bahwa peta pada Horizon2 + 80 ms berada pada formasi Upper Frio. Dengan nilai Qp yang bernilai negatif, maka diindikasikan lapisan ini didominasi mengandung batuan pasir. Terlepas dari nilai pseudo-litologi log yang diketahui, bagian Horizon2 + 80 ms ini juga mengandung nilai densitas yang lebih kecil daripada nilai porositasnya. Hal ini diketahui berdasarkan data log yang ada, khususnya pada well 10 seperti pada gambar berikut:



Gambar 4.11 Tampilan Log pada Well 10 Horizon2 + 80 ms

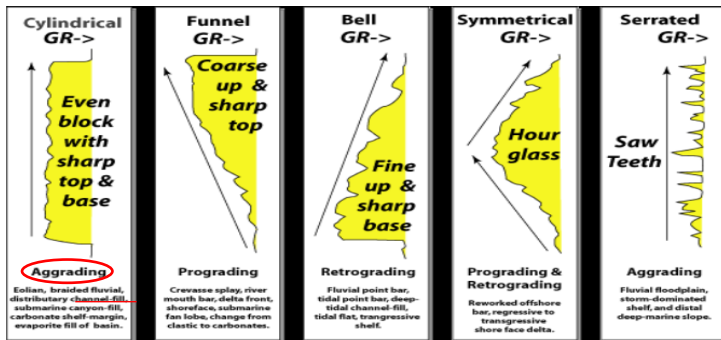
Selain itu, diketahui pula bahwa nilai Gamma Ray dan log SP yang dimiliki kecil. Dengan nilai densitas yang kecil, maka diketahui nilai impedansi yang dimiliki besar. Berdasarkan hal-hal tersebut maka dapat diketahui lapisan Horizon2 + 80 ms mengandung batuan pasir. Berdasarkan geologi daerah setempat yang merupakan formasi Upper Frio, diketahui bahwa pada formasi ini tidak ditemukan adanya *welltop* sehingga diindikasikan reservoir yang ada berkumpul pada formasi Middle Frio, yang mengandung minyak dan gas bumi, dengan dominasi pada gas bumi.

Sementara pada HorizonYes + 130 ms, diketahui bahwa litologi didominasi oleh Qp bernilai negatif yang menunjukkan kandungan batuan pasir. Berdasarkan data log yang ada pada kelima sumur yang digunakan, horizon tersebut berada di bawah marker F11 dengan nilai densitas yang lebih kecil daripada nilai porositas serta memiliki nilai Gamma Ray dan log SP yang kecil pula, terlihat pada gambar berikut ini:



Gambar 4.11 Tampilan Log pada Well 10 HorizonYes + 130 ms

Kedua horizon yang menjadi target penelitian kali ini memiliki jenis pengendapan fluvial. Berdasarkan kandungan facies pada kedua formasi diketahui bahwa Lapangan Stratton memiliki facies fluvial. Hal ini diperkuat dengan respons Gamma Ray pada kedua formasi yang membentuk aggrading seperti gambar berikut:



Gambar 4.12 Respons Gamma Ray terhadap Pengendapan

Dari respons Gamma Ray pada formasi *Upper Frio* dan *Middle Frio* dapat diketahui berbentuk *cylindrical shape* atau *aggrading* pada facies fluvial dan kandungan litologi serta interpretasi data log menunjukkan adanya *channel fill* pengendapan fluvial. Selain itu juga terdapat ciri *channel fill* lain pada kedua formasi, yakni batuan pasir yang dikandung membentuk adanya *coarsening*, yakni lapisan yang semakin ke atas semakin kasar (mengasar). Hal ini berhubungan dengan nilai impedansi yang dimiliki formasi, yaitu impedansi tinggi (*high impedance*) dimana ketika nilai impedansi semakin tinggi maka batuan pasir yang dikandung juga semakin kasar. *Trap* yang ada pada Lapangan Stratton didominasi oleh *trap* struktural meskipun terdapat pula *trap* stratigrafi dan kombinasi. *Trap* struktural yang ada didominasi oleh adanya antiklin *rollover* pada formasi Vicksburg.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan beberapa hal, antara lain:

1. Log buatan (pseudo-litolog log) digunakan dalam proses multi-atribut untuk memberikan informasi mengenai litologi reservoir.
2. Dari 24 atribut yang dikorelasikan dengan pseudo-litologi log pada 5 sumur yang digunakan, tidak ada atribut yang benar-benar konsisten terhadap kelima sumur.
3. Dengan metode multi-atribut yang digunakan dalam penelitian tugas akhir ini, diperoleh hasil korelasi yang cukup baik antara properti asli dan properti terprediksi, yakni sebesar 0.286187.
4. Dengan metode Probabilistic Neural Network, hasil korelasi antara properti asli dan properti terprediksi meningkat menjadi 0.669705.
5. Berdasarkan peta *slice* yang dibuat, horizon pada formasi *Upper* dan *Middle* Frio didominasi oleh persebaran litologi batuan pasir.

5.2 Saran

Dari penelitian yang telah dilakukan, akan lebih baik bila dilanjutkan hingga analisis geostatistik agar korelasi yang diperoleh lebih tinggi serta persebaran litologi lebih rinci.

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

- Diersen, Steve., Lee, En-Jui., Spears, Diana., Chen, Po., Wang, Liqiang. 2011. "Classification of Seismic Windows Using Artificial Neural Networks". Amerika Serikat: International Conference on Computational Science.
- Hart, B. S. 2008. "Channel Detection in 3-D Seismic Data using Sweetness". Amerika Serikat: AAPG Bulletin.
- Henry, Steven G., 1997. "Geophysical Corner: Catch the (Seismic) Corner". Houston: AAPG Geophysical Integration Committee.
- Levey, Raymond A., Hardage, Bob A., Edson, Rick., Pendleton, Virginia. 1994. "3-D Seismic and Well Log Data Set: Fluvial Reservoir Systems – Stratton Field, South Texas". Texas: The University of Texas at Austin.
- Moya, Aaron., Irikura, Kojiro. 2010. "Inversion of a Velocity Model Using Artificial Neural Networks". Jepang: Science Direct Journals.
- Russell, B. H., 1991. "Introduction to Seismic Inversion Methods". Amerika: Editor Course Notes Series, Volume 2, 3rd Edition.
- Schultz, P. S., Ronen, S., Hattori, M., Corbett, C., 1994. "Seismic Guided Estimation of Log Properties". The Leading Edge.
- Sukmono, Sigit. 2013. "Seismic Intepretation". Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Swanson, Sharon M., Karlsen, Alexander W., Valentine, Brett J. 2013. "Geologic Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources – Frio and Anahuac Formations, United States Gulf of Mexico Coastal Plain and State Waters". Virginia: USGS.

Syaifuddin, Firman, 2011. “Identifikasi Distribusi Litologi Batuan Menggunakan Multi-Atribut Seismik dan Analisa Geostatistik”. Bandung: Institut Teknologi Bandung.

<https://www.eoas.ubc.ca/ubcgif/iag/foundations/properties/density.htm>

https://www.geocaching.com/geocache/GC1CX7H_gap-in-time-a-profound-unconformity?guid=47f76928-c330-4e80-b560-fde6f4819d0f

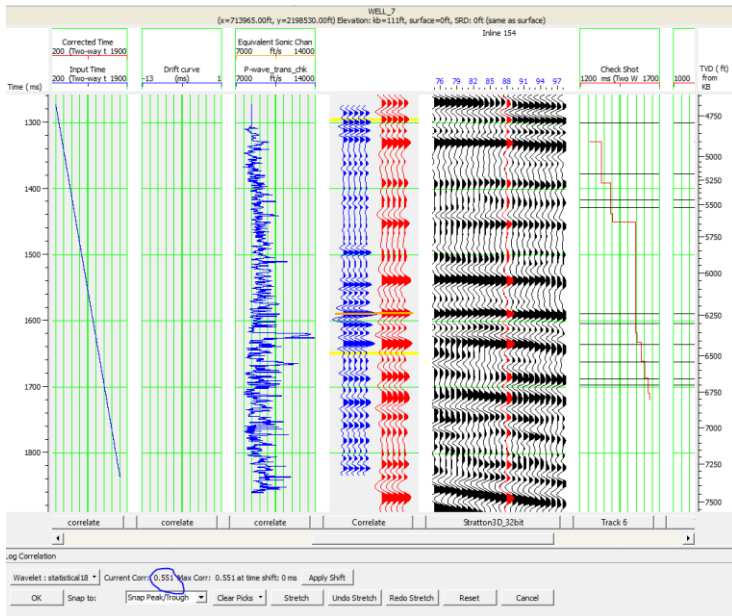
http://petrowiki.org/Rock_density_and_porosity

http://wiki.seg.org/wiki/Dictionary:Faust%E2%80%99s_equations

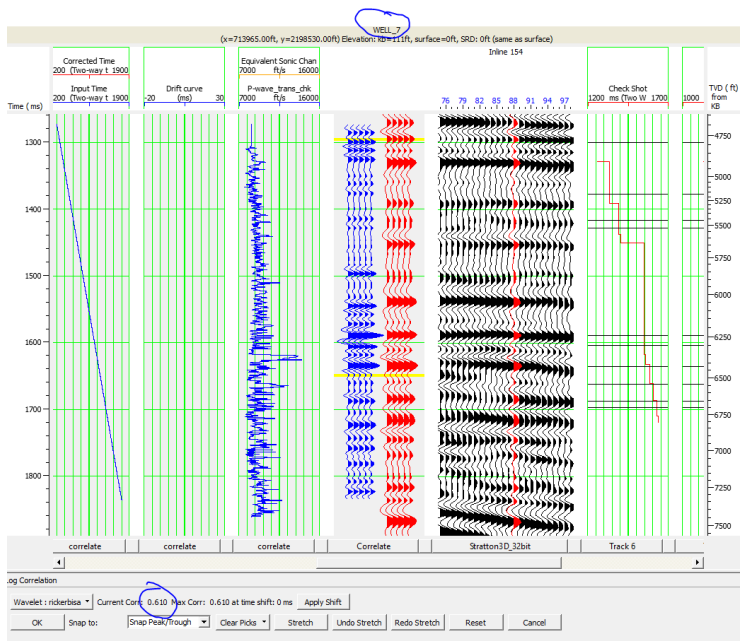
<http://www.stat.yale.edu/Courses/1997-98/101/linmult.htm>

<http://www.subsurfacesurveys.com/pdf/Methods.pdf>

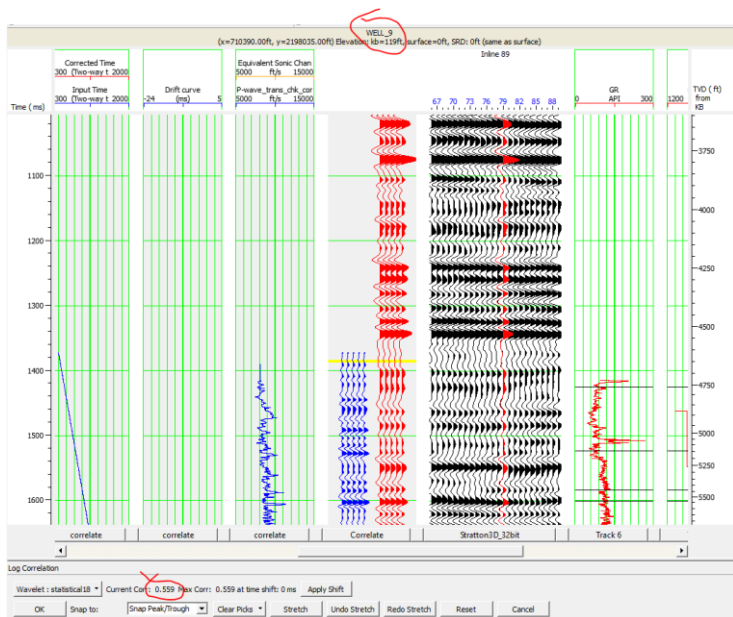
LAMPIRAN



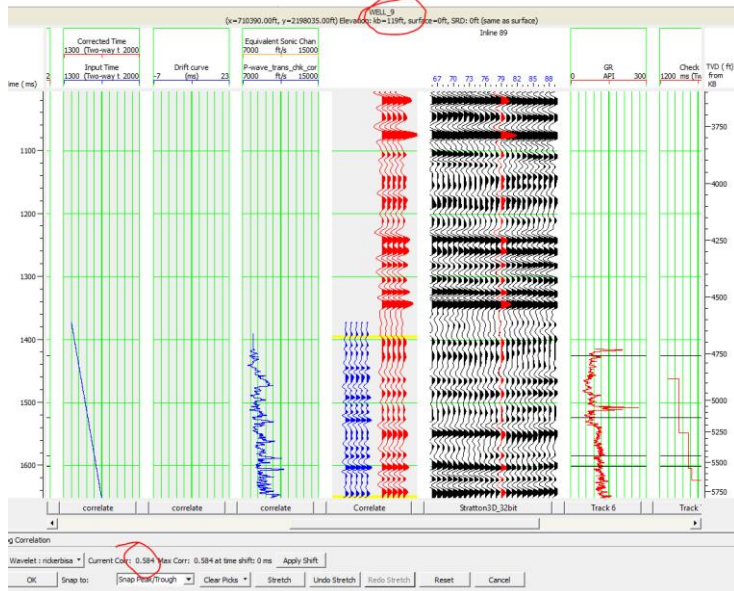
Gambar 1. Hasil Well Tie Wavelet Statistik Well 7



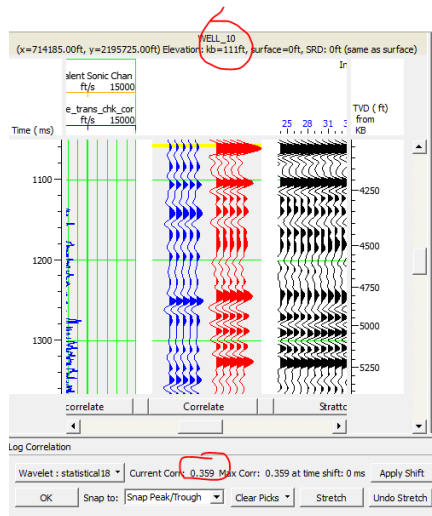
Gambar 2. Hasil Well Tie Wavelet Ricker Well 7



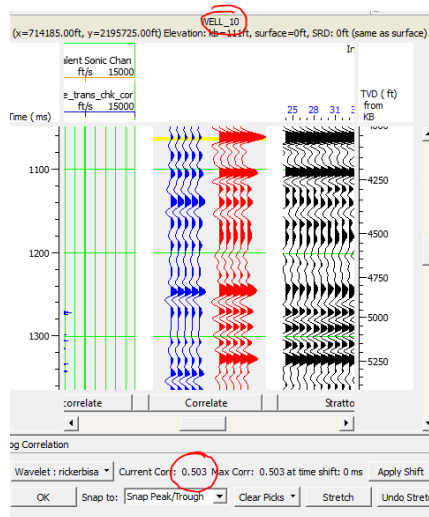
Gambar 3. Hasil Well Tie Wavelet Statistik Well 9



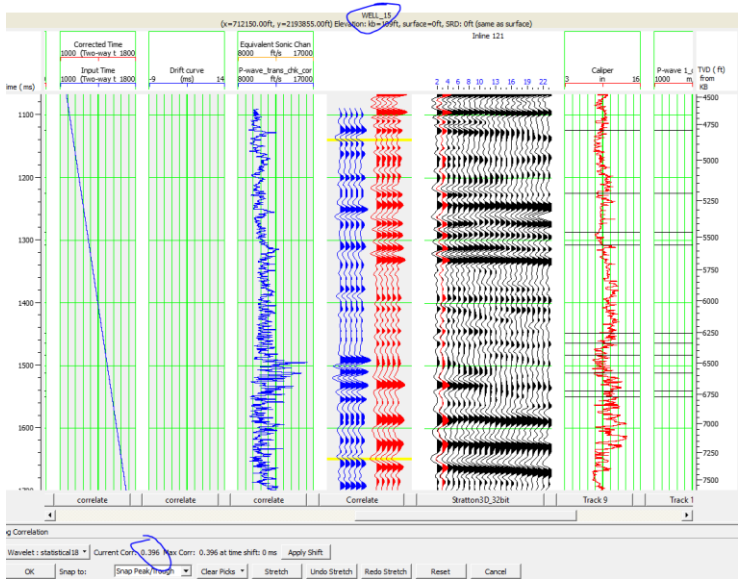
Gambar 4. Hasil Well Tie Wavelet Ricker Well 9



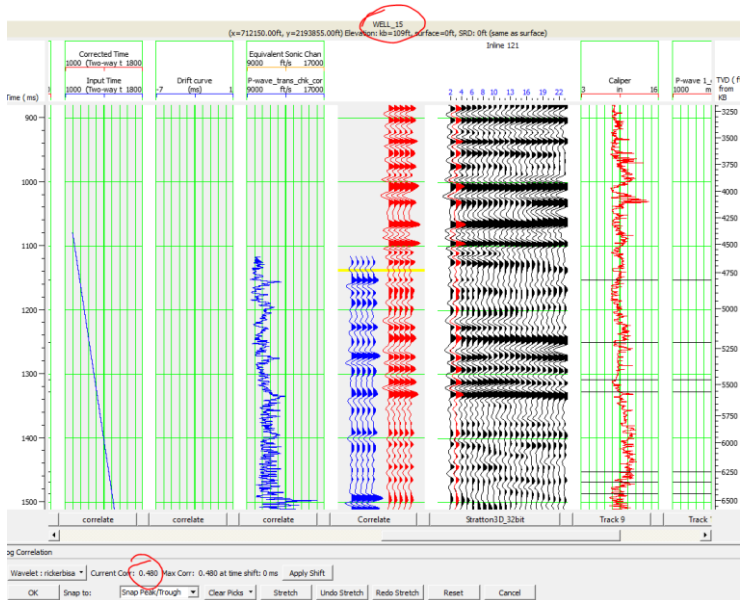
Gambar 5. Hasil Well Tie Wavelet Statistik Well 10



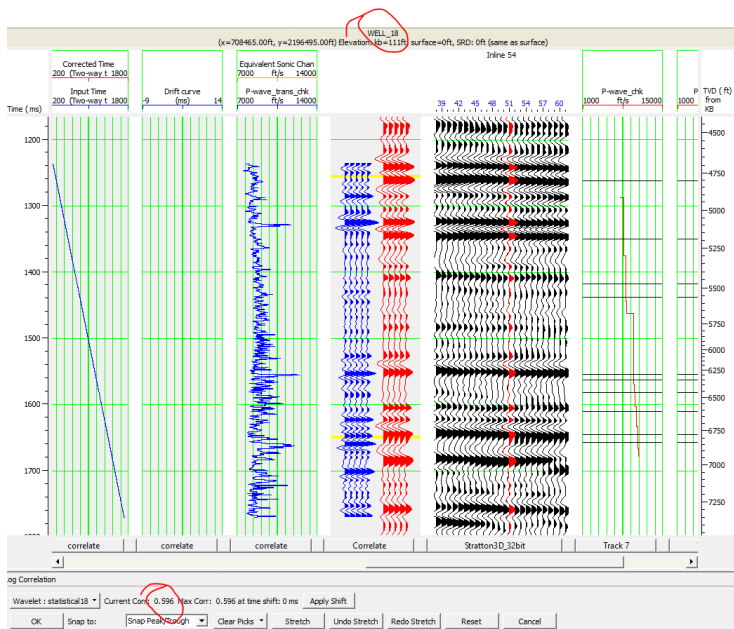
Gambar 6. Hasil Well Tie Wavelet Ricker Well 10



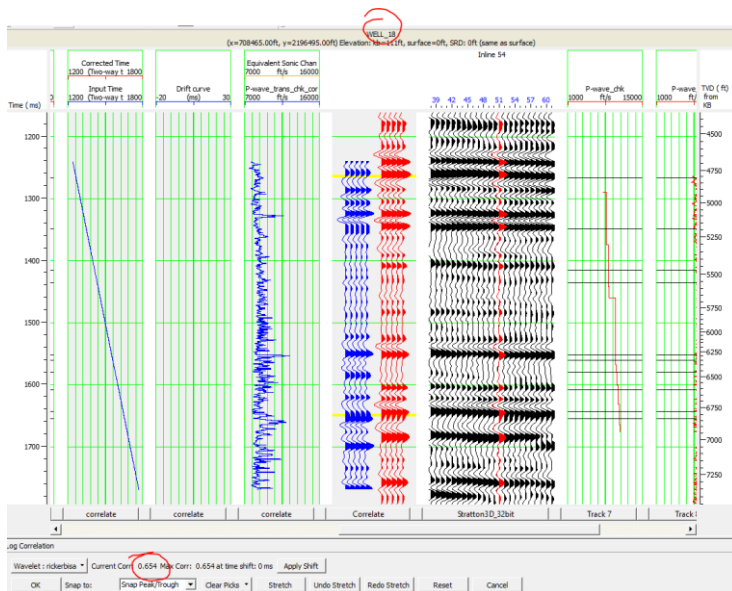
Gambar 7. Hasil Well Tie Wavelet Statistik Well 15



Gambar 8. Hasil Well Tie Wavelet Ricker Well 15



Gambar 9. Hasil Well Tie Wavelet Statistik Well 18



Gambar 10. Hasil Well Tie Wavelet Ricker Well 18

Halaman ini sengaja dikosongkan

BIODATA PENULIS



Nathasya Abigail lahir di Jakarta, 15 Juli 1995 merupakan anak pertama dari tiga bersaudara pasangan Bapak Ario Dewayanto dan Ibu Virna Volodina. Penulis menempuh pendidikan di TK Kristen Athalia, SD Nasional KPS Balikpapan (2001 – 2007), SMPN 1 Balikpapan (2007 – 2010), SMAN 1 Dumai (2010 – 2011), SMA UPH College (2011 – 2013). Penulis mulai menempuh pendidikan perkuliahan di Teknik Geofisika ITS pada tahun 2013. Selain mengikuti perkuliahan di bidang akademik, penulis juga turut aktif menambah pengalaman dalam kerja tim melalui berbagai organisasi, dimulai dari menjadi sekretaris Departemen Hubungan Luar Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika ITS (2015 – 2016), bendahara *Society of Exploration Geophysicists* ITS (2015 – 2016), dan sekretaris umum Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (2016 – 2017). Selain itu, penulis juga turut ambil bagian dalam berbagai kegiatan kepanitiaan mulai dari menjadi panitia seksi acara dalam acara Petroleum Integrated Days (Petrovida), yang merupakan serangkaian acara seminar dan perlombaan skala nasional yang diadakan oleh *Society of Petroleum Engineers* ITS pada tahun 2014. Selain itu juga pernah menjadi ketua acara kuliah tamu “Energy Day with Chevron) di tahun yang sama, dimana acara ini merupakan seminar kerja sama antara SEG ITS sebagai penyelenggara dengan Chevron Indonesia Company sebagai pembicara, dimana membahas kondisi perminyakan dan geofisika secara umum. Kemudian menjadi sekretaris workshop *Integrated Petroleum Exploration and Exploitation* (IPEE 2015) dan menjadi bendahara pada acara yang sama di tahun depannya (IPEE 2016), IPEE sendiri merupakan suatu kegiatan workshop selama 4 hari yang berbicara mengenai kegiatan

eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi dengan mengundang pakarnya dari dunia profesional. Penulis pernah mempublikasikan paper pada *Indonesian Petroleum Association Convention and Exhibition* ke 41 (IPA Convex 41st 2017) dengan membawa judul *Subsurface Image Comparison between Active Seismic Data and Interferometry Seismic for a Mud Volcano Case in Wringin Anom, East Java* dan berhasil memperoleh penghargaan sebagai poster terbaik pada seksi mahasiswa. Penulis juga pernah mengikuti beberapa konferensi seperti Asia Pacific SPE Student Chapter (APSC) pada tahun 2015 di Kuala Lumpur dan tahun 2016 di Surabaya serta Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition pada tahun 2016 di Perth. Untuk pengalaman kerja, penulis memiliki pengalaman kerja praktik di *Joint Operation Body* Pertamina – Talisman Ogan Komering (JOB PTOK) pada tahun 2016 dengan judul Interpretasi Seismik 2D dalam Mengidentifikasi *Lead* pada Formasi Baturaja di Wilayah Kerja JOB Pertamina – Talisman (Ogan Komering) Ltd. Penulis berpesan kepada seluruh adik tingkat untuk selalu gigih berjuang dan berkarya, baik di dalam kampus maupun di luar kampus. Serta penulis berharap agar ikatan persaudaraan di antara mahasiswa Teknik Geofisika ITS tetap terjalin dengan baik serta mengharumkan nama jurusan dan almamater. Bila ada diskusi lebih lanjut terkait tugas akhir ini dapat menghubungi penulis melalui surel ke alamat **thasyabigail@gmail.com**. Demikian dan terima kasih.